



Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas
Nijverheidsstraat 26-38
1040 Brussel
Tel.: 02/289.76.11
Fax: 02/289.76.09

COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS

ADVIES

(A)130704-CDC-1266

betreffende het

"ontwerp van koninklijk besluit tot wijziging van het koninklijk besluit van 20 december 2000 betreffende de voorwaarden en de procedure voor de toekenning van domeinconcessies voor de bouw en de exploitatie van installaties voor de productie van elektriciteit uit water, stromen of winden, in de zeegebieden waarin België rechtsmacht kan uitoefenen overeenkomstig het internationaal zeerecht"

gegeven met toepassing van artikel 6, §2, van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt

4 juli 2013

INHOUDSOPGAVE

INLEIDING	3
I. ENERGIEOPSLAG IN DE NOORDZEE.....	4
I.1 Principe	4
I.2 Te overwegen activiteiten voor de exploitant	5
I.2.1. Arbitrages	6
I.2.2 Levering van ondersteunende diensten aan ELIA.....	17
I.2.3 Impact van de integratie van de opslagcentrale in een portefeuille	26
I.3 Positieve externaliteiten	27
I.3.1 Beperkte waarschijnlijkheid om de offshore productie van windenergie te moeten verminderen in geval van lokale congestie.....	28
I.3.2 Daling van de behoefte aan investeringen in het transmissienet.....	28
I.3.3 Verbetering van de bevoorradingszekerheid.....	29
I.4 Besluit.....	29
II. ARTIKELSGEWIJZE BESPREKING.....	31
II.1 Preamble	31
II.2 Dispositief	35
II.3 Bijkomende opmerkingen	41
III. CONCLUSIES EN ADVIES.....	42
BIJLAGE: Ontwerp van koninklijk besluit.....	45

INLEIDING

Op 21 juni 2013 ontving de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas (CREG) het verzoek bij brief van de Staatssecretaris voor Milieu, Energie en Mobiliteit, gedateerd op 19 juni 2013, om een advies uit te brengen over *“een ontwerp van koninklijk besluit tot wijziging van het koninklijk besluit van 20 december 2000 betreffende de voorwaarden en de procedure voor de toekenning van domeinconcessies voor de bouw en de exploitatie van installaties voor de productie van elektriciteit uit water, stromen of winden, in de zeegebieden waarin België rechtsmacht kan uitoefenen overeenkomstig het internationaal zeerecht”* (hierna: het ontwerp van koninklijk besluit), in overeenstemming met artikel 6, §2, van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt (hierna: de elektriciteitswet). Dit ontwerp van koninklijk besluit werd in eerste lezing goedgekeurd door de Ministerraad van 24 mei 2013.

Het ontwerp van koninklijk besluit wordt in twee exemplaren als bijlage bij dit verzoek om advies gevoegd.

Het ontwerp van koninklijk besluit is bedoeld om (i) twee zones te bepalen om de plaatsing van installaties voor energieopslag mogelijk te maken in de zeegebieden waarin België rechtsmacht kan uitoefenen en (ii) om de zone, bestemd voor de inplanting van installaties voor de productie van elektriciteit uit water, stromen of winden aan te passen.

Het onderhavige advies bestaat uit drie delen. Het eerste deel bevat algemene opmerkingen die het ontwerp van koninklijk besluit opwerpt, met name wat betreft de pertinentie om een zone voor energieopslag te voorzien in de zeegebieden waarin België rechtsmacht kan uitoefenen. Het tweede deel bevat een artikelsgewijze bespreking van het ontwerp van koninklijk besluit. Het derde deel bevat de voornaamste conclusies van het advies.

Het ontwerp van koninklijk besluit waarover de CREG een advies uitbrengt, wordt in de bijlage gevoegd.

Het Directiecomité van de CREG heeft het onderhavige advies goedgekeurd tijdens zijn vergadering van 4 juli 2013.

///

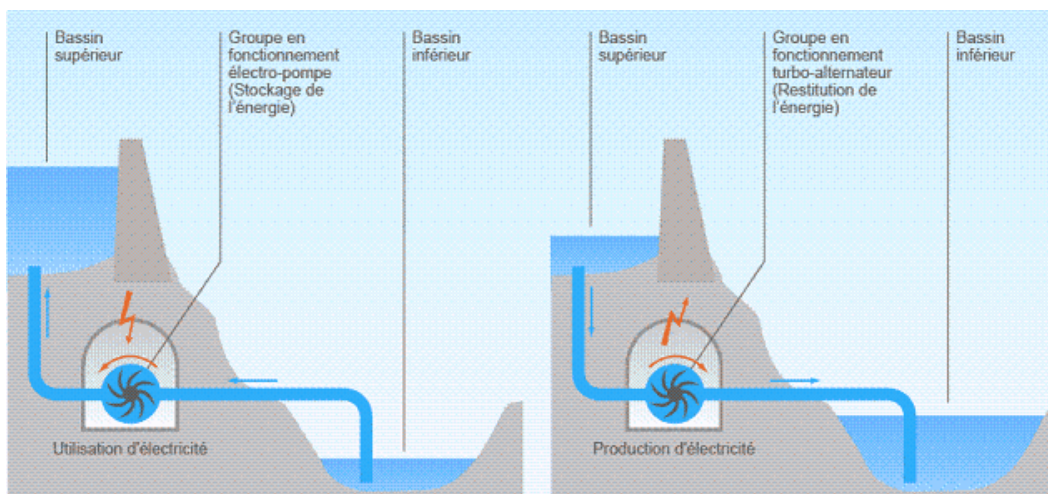
I. ENERGIEOPSLAG IN DE NOORDZEE

1. De CREG analyseert hierna de pertinentie om in de zeegebieden waarin België rechtsmacht kan uitoefenen zones te reserveren voor de ontwikkeling van installaties voor energieopslag.

I.1 Principe

2. De energieopslag in de Noordzee is technisch mogelijk door middel van een pomp- en turbinesysteem. Zoals geïllustreerd in figuur 1 berust deze techniek op een principe waarbij water opgepompt wordt om het in een hoger gelegen spaarbekken op te slaan en dit water later naar beneden te laten storten, waarbij het turbines aandrijft om elektriciteit op te wekken.

Figuur 1: illustratie van de pomp- en turbijnetechniek (Bron: Le Monde¹)



3. De eerste toepassing van deze techniek ter wereld dateert van 1890, in de Alpen. Geleidelijk aan heeft deze zich verspreid naar andere gebieden met een steil reliëf.

Vanaf de jaren 1970 begon men deze techniek op grote schaal te gebruiken om de back-up van kerncentrales te verzekeren, zelfs in landen met minder grote niveauverschillen. Zo

¹ http://ecologie.blog.lemonde.fr/files/2013/01/centrale-step-2_zoom_02.png

exploiteert ELECTRABEL vandaag twee pomp- en turbinecentrales in België, met name in Coe (1.164MW)² en in Plate Taille (143 MW).

Sinds enkele jaren groeit de belangstelling voor deze techniek opnieuw, omdat ze een oplossing biedt voor het intermitterend karakter van de elektriciteitsproductie op basis van wind- of fotovoltaïsche energie.

4. Het innoverende karakter van de energieopslag in de Noordzee ligt dus niet in de techniek – op basis van pomp en turbine – maar in de omgeving waar deze techniek wordt toegepast; op het eerste gezicht bestaat er immers geen enkel steil reliëf in de Noordzee dat kan worden geëxploiteerd.

Zo, en naar analogie met figuur 1, zou het hoger gelegen spaarbekken een constant niveau hebben dat gelijk is aan het niveau van de Noordzee, terwijl het lager gelegen bekken een variabel niveau zou hebben, tussen het niveau van de Noordzee en het niveau van een put, gegraven in de ondergrond van de zeebodem.

I.2 Te overwegen activiteiten voor de exploitant

5. Om te kunnen evalueren in hoeverre het pertinent is om in de Noordzee een zone voor energieopslag te reserveren, is het aangewezen om zich ervan te verzekeren dat er een redelijke waarschijnlijkheid bestaat dat dergelijke projecten financieel haalbaar zijn; zoniet bestaat het risico dat er ruimtes in de Noordzee worden geblokkeerd zonder dat er ooit een opslagproject wordt uitgevoerd.

De CREG begrijpt dat de regering niet de intentie heeft om financiële steun te verlenen aan de bouw en/of de exploitatie van centrales voor energieopslag in de Noordzee.

De facto is het aangewezen om zich ervan te verzekeren dat de exploitant van een dergelijke centrale redelijke hoop kan hebben voldoende marges op de elektriciteitsmarkt te genereren om financieel haalbaar te zijn en de investering uit te voeren.

² https://www.electrabel.com/assets/be/corporate/documents/12018_Coe_Folder_NL_LR.pdf

Bij gebrek aan gedetailleerde technische gegevens (vermogen, efficiëntie,...) en financiële informatie (CAPEX, OPEX,...) betreffende deze projecten voor energieopslag in de Noordzee is deze oefening niet vanzelfsprekend.

6. In dit deel bespreekt de CREG de rentabiliteit van de twee te overwegen activiteiten voor de exploitant van een dergelijke centrale: de arbitrage en de levering van ondersteunende diensten aan ELIA³. Deze twee activiteiten worden afzonderlijk geanalyseerd op basis van publiekelijk beschikbare informatie. Deze activiteiten zouden welteverstaan kunnen worden gecombineerd. Door het complexe karakter van deze combinatie is echter informatie vereist, waarover de CREG momenteel niet beschikt.

Ook de impact van de integratie van deze opslagcentrale in een grotere portefeuille, die bijvoorbeeld een offshore windpark bevat, komt in dit deel kort aan bod.

I.2.1. Arbitrages

I.2.1.1 Principe

7. De arbitrage bestaat erin dat een marge wordt vrijgemaakt door elektriciteit te kopen wanneer deze “goedkoop” is – om het spaarbekken leeg te pompen – en deze opnieuw te verkopen wanneer ze “duur” is – door het bekken door middel van een turbine opnieuw te vullen.

Dit koop- en verkoopproces kan plaatsvinden op basis van de prijzen op BELPEX DAM, BELPEX intraday of van de onevenwichtstarieven, die in *real time* door ELIA worden gepubliceerd. Het potentieel van deze drie opties wordt hierna besproken, waarbij deze opties afzonderlijk worden beschouwd. Ze zouden welteverstaan kunnen worden gecombineerd, onderling en/of met andere activiteiten, zoals de levering van ondersteunende diensten.

Om een positieve arbitragemarge te genereren, moet het verschil tussen de aankoopprijs en de wederverkoopprijs voldoende groot zijn om het energieverlies dat zich tijdens het pompen voordoet, te dekken. In wiskundige termen en beschouwend dat η een percentage is dat de

³ De CREG beperkt zich tot de analyse van activiteiten waarvoor ze over de nodige expertise beschikt. Ook mag niet uit het oog worden verloren dat er door de exploitant bijkomende inkomsten zouden kunnen worden gegenereerd als hij de toelating krijgt om andere, verwante activiteiten te ontwikkelen, zoals toerisme, algenteelt enz.

efficiëntie van het pomp- of turbineproces meet, moeten de volgende relaties (die equivalent zijn) worden gerespecteerd om een positieve marge te genereren:

Aankoopkost \leq Inkomsten van de wederverkoop

Aangekochte hoeveelheid * Aankoopprijs per eenheid \leq Wederverkochte hoeveelheid * Wederverkoopprijs per eenheid

~~Aangekochte hoeveelheid~~ * Aankoopprijs per eenheid \leq ~~Aangekochte hoeveelheid~~ * η pompen * η turbineren * Wederverkoopprijs per eenheid

Aankoopprijs per eenheid / Wederverkoopprijs per eenheid $\leq \eta$ pompen * η turbineren

8. Er dient te worden benadrukt dat de aanwezigheid van een positieve arbitragemarge geen voldoende voorwaarde is opdat de investering rendabel zou zijn. Hiertoe moet worden verzekerd dat deze marge voldoende is om de hoge, vaste kosten, verbonden aan de investering in de pomp-/turbinecentrale, te dekken. Daarentegen is het gebrek aan een positieve marge een voldoende voorwaarde om te besluiten dat de investering met loutere arbitragedoelinden niet rendabel is.

In de onderstaande analyse en bij gebrek aan gedetailleerde informatie over de capaciteit van de pomp-/turbinecentrale en het bedrag van de investeringen die op het spel staan, beperkt de CREG zich ertoe om zich ervan te verzekeren dat een positieve arbitragemarge structureel denkbaar is. Indien blijkt dat dit niet het geval is, kan worden besloten dat het niet raadzaam zou zijn om een arbitrage-activiteit op afzonderlijke basis te overwegen.

I.2.1.2 Potentieel van arbitrage op BELPEX DAM

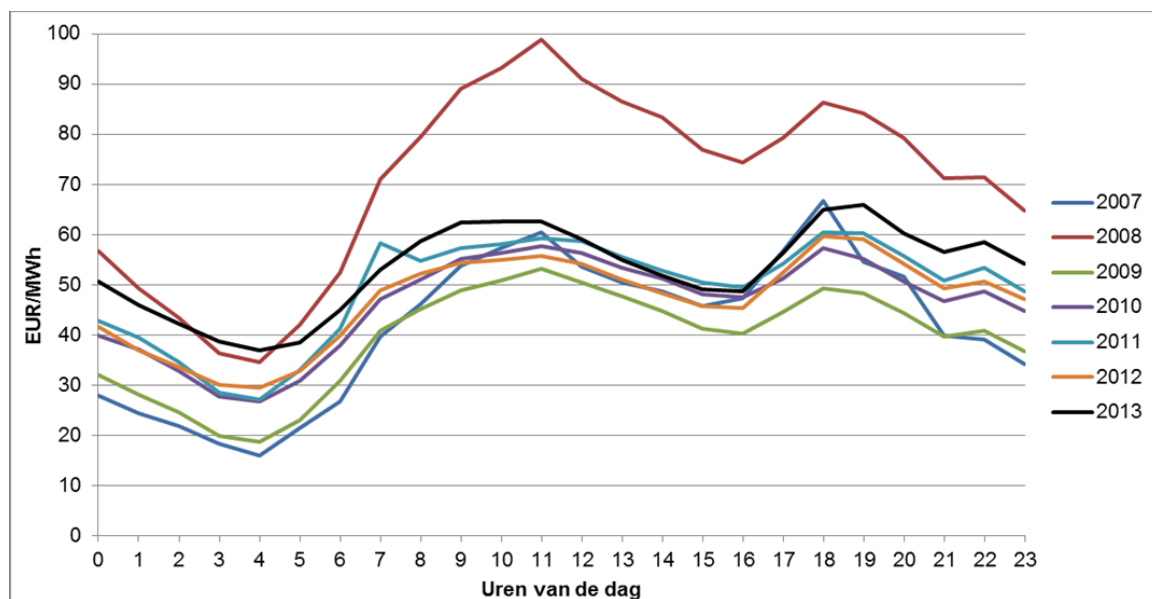
9. De BELPEX *Day Ahead Market* (DAM) is de Belgische beurs, gestart in november 2006. Momenteel is de DAM-prijs gekoppeld aan de prijzen van de Franse, Duitse en Nederlandse markten en zijn de volumes aan die van de Scandinavische markt gekoppeld. In 2012 werd er 16,5 TWh verhandeld, wat overeenkomt met een *baseload* equivalent van 1.883 MW gedurende het jaar⁴.

⁴ = 16.500.000 MWh / 8.760 u

De aan- en verkoopbiedingen voor elk uur van een dag D worden ingevoerd in de voormiddag van dag D-1 en de resultaten zijn bekend kort na de middag van de dag D-1. De 24 uurprijzen worden bepaald op basis van het marginale aan- en verkoopbod.

10. Figuur 2 hieronder illustreert de gemiddelde uurprijzen op de BELPEX voor elk jaar in de periode van 2007 tot 2013. Bijvoorbeeld 98,9 EUR/MWh is het gemiddelde van de prijzen in de loop van het 11^e uur van elke dag van het jaar 2008.

Figuur 2: Niveau van de gemiddelde uurprijzen op de BELPEX voor elk jaar in de periode van 2007 tot 2013⁵ (Bron: CREG)



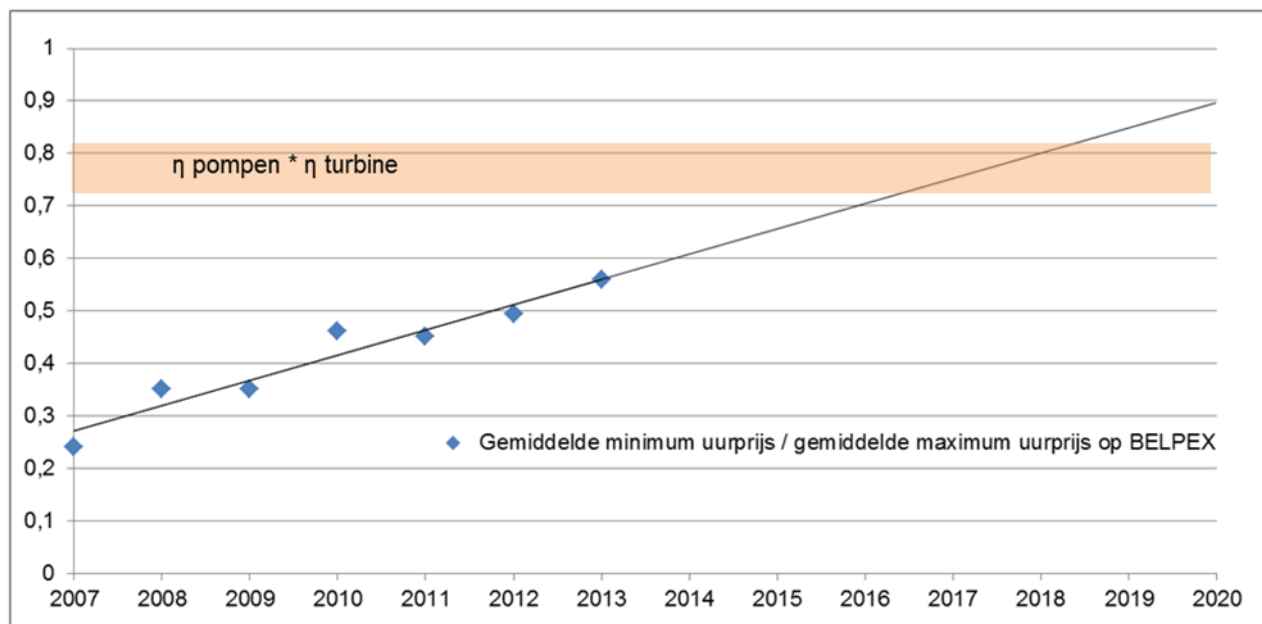
11. Figuur 3 hierna is rechtstreeks afgeleid van Figuur 2 hierboven. Ze illustreert de evolutie tussen 2007 en 2013 van de ratio tussen de laagste gemiddelde uurprijs, waargenomen in de loop van een jaar Y, en de hoogste gemiddelde uurprijs, waargenomen in de loop van hetzelfde jaar Y. Bijvoorbeeld, de ratio van 0,35 voor het jaar 2008 is 34,7 EUR/MWh (gemiddelde prijs in de loop van het 4^e uur van het jaar 2008) gedeeld door 98,9 EUR/MWh (gemiddelde prijs in de loop van het 11^e uur van het jaar 2008).

Hoe dichter deze ratio bij 0 ligt, hoe groter de arbitragemarge is die structureel kan worden gegenereerd door middel van een pomp-/turbinecentrale. Omgekeerd is het zo dat, hoe dichter deze ratio bij 1 ligt, hoe moeilijker het structureel is om een positieve arbitragemarge te genereren.

⁵ De noteringen, gebruikt voor het jaar 2013, zijn die van 1 januari 2013 tot en met 19 juni 2013.

Op basis van de jaarwaarden van deze ratio tussen 2007 en 2013 wordt een lineaire regressie uitgevoerd. Het blijkt duidelijk dat de ratio tussen de “goedkoopste” en de “duurste” gemiddelde uurprijs op de BELPEX DAM tijdens deze periode op regelmatige wijze stijgt. Dit suggereert dat de rentabiliteit van de arbitrage-activiteiten op de BELPEX DAM door de Belgische pomp-/turbinecentrales tussen 2007 en 2013 geleidelijk aan gedaald is⁶.

Figuur 3: Ratio tussen de laagste gemiddelde uurprijs waargenomen in de loop van een jaar Y en de hoogste gemiddelde uurprijs waargenomen in de loop van hetzelfde jaar Y (Bron: CREG)



12. Bij gebrek aan gedetailleerde technische specificaties betreffende de pomp-/turbinecentrale duidt de oranje rechthoek in Figuur 3 een betrouwbaarheidsinterval aan voor het resultaat van het product van η pompen en η turbinen.

⁶ Het doel van deze analyse is te verzekeren dat een positieve arbitragemarge op de BELPEX DAM structureel denkbaar is. De facto werden de volgende twee elementen bewust niet geanalyseerd:

- (i) de evolutie van de volatiliteit van de dagprijzen, waargenomen in de loop van elk jaar;
- (ii) het feit dat de stijging van de maximale gemiddelde uurprijs, die in sommige jaren werd waargenomen, de negatieve impact van de stijging van de ratio tussen de minimale gemiddelde uurprijs en de maximale gemiddelde uurprijs op de BELPEX DAM, op de rentabiliteit van de Belgische pomp-/turbinecentrales volledig of gedeeltelijk zou kunnen compenseren.

Uit een recente studie van de CREG blijkt echter dat deze twee beperkingen op de onderhavige analyse de geldigheid van deze vaststelling niet in vraag stellen. De rentabiliteit van de arbitrage-activiteiten op de BELPEX DAM door de Belgische pomp-/turbinecentrales is tussen 2007 en 2012 geleidelijk aan gedaald.

Zo is een analyse van de rentabiliteit van de arbitrage-activiteiten op de dagprijzen van de BELPEX DAM door de Belgische pompcentrales beschikbaar in CREG, Studie (F)130530-CDC-1247 over de “*werking van en de prijsevolutie op de Belgische groothandelsmarkt voor elektriciteit - monitoringrapport 2012*”, 30 mei 2013, p. 16-17

Te raadplegen op: <http://www.creg.info/pdf/Studies/F1247NL.pdf>

13. Zoals eerder gesteld, is het niet mogelijk om structureel een positieve arbitragemarge te genereren als de ratio tussen de laagste gemiddelde uurprijs, waargenomen in de loop van een jaar Y, en de hoogste gemiddelde uurprijs, waargenomen in de loop van hetzelfde jaar Y op BELPEX, hoger is dan het resultaat van het product van η pompen en η turbineren.

Hoewel de ratio's, waargenomen tussen 2007 en 2013, onder deze oranje zone liggen, dient te worden opgemerkt dat, als de tendens die de laatste 7 jaren werd waargenomen zich voortzet, vanaf 2017 geen enkele positieve marge meer structureel zou kunnen worden gegenereerd.

Hoewel het resultaat van de bovenstaande analyse op zich al relatief pessimistisch is, dient te worden opgemerkt dat ze gebaseerd is op bepaalde, vereenvoudigende hypothesen, die het resultaat nog heel optimistisch maken. Zoals:

- i. de bovenstaande analyse vertrekt van de hypothese dat de operator van de pomp-/turbinecentrale met zekerheid de uren kende waarop de laagste en de hoogste prijs structureel zouden worden waargenomen.

In werkelijkheid kent de operator deze niet met zekerheid: ze kunnen immers variëren van het ene tot het andere jaar,⁷ maar ook van het ene tot het andere seizoen, van de ene dag van een bepaalde week tot dezelfde dag van de volgende week, of zelfs van de ene dag tot de andere. De vermoedelijke verschillen tussen de voorspellingen van prijzen ex-ante op basis waarvan de operator zijn aan/verkoopaanbiedingen invoert en de werkelijk waargenomen prijzen ex-post, verminderen de arbitragemarge die structureel had kunnen worden uitgevoerd op de BELPEX DAM⁸,

- ii. de bovenstaande analyse vertrekt van de hypothese dat de aan/verkoop, uitgevoerd op de BELPEX DAM door de pomp-/turbinecentrale, geen invloed zouden hebben gehad op het niveau van de prijzen op de BELPEX DAM.

In realiteit zou de prijs op de BELPEX DAM in de uren van aankoop, gestegen zijn, terwijl de prijs op de BELPEX DAM voor de uren, betrokken bij de verkoop,

⁷ Op basis van Figuur 2 is bijvoorbeeld te zien dat de maximale gemiddelde uurprijs in 2008, 2009 en 2010 werd waargenomen in de loop van het 11^e uur. In 2007, 2011 en 2012 werd de maximale gemiddelde uurprijs waargenomen in de loop van het 18^e uur. In 2013, tot slot, werd deze maximale gemiddelde uurprijs waargenomen in de loop van het 19^e uur van de dag.

⁸ De invoer op de BELPEX DAM van intelligente orders, specifiek voor de opslag, zou een oplossing voor dit probleem bieden. Hoewel er al sprake van is geweest, werd hiervoor nog geen tijdstip vastgesteld.

gedaald zou zijn. Ter informatie besluiten de analyses van de marktresiliëntie, uitgevoerd door de BELPEX, dat indien er een bijkomende hoeveelheid van 500 MW was aangeboden tijdens alle uren van 2012 samen, de gemiddelde prijs in 2012 met ongeveer 1,5 EUR/MWh gedaald zou zijn. Omgekeerd zou de gemiddelde prijs in 2012, als er een bijkomende hoeveelheid van 500 MW was aangekocht tijdens alle uren van 2012 samen, met ongeveer 2 EUR/MWh⁹ gestegen zijn.

Op basis van Figuren 2 en 3 zou deze bijkomende stijging van de prijzen op de uren waarop de aankoop plaatsvond, gecombineerd met de bijkomende daling van de prijzen op de uren waarop de verkoop plaatsvond, een stijging hebben veroorzaakt van de ratio tussen de laagste gemiddelde uurprijs, waargenomen in de loop van een jaar Y, en de hoogste gemiddelde uurprijs, waargenomen in de loop van hetzelfde jaar Y. Dit zou de arbitragemarge, die structureel had kunnen worden gerealiseerd op de BELPEX DAM, nog een beetje meer hebben verminderd;

- iii. de bovenstaande analyse vertrekt van de hypothese dat de energie die in de pomp-/turbinecentrale kan worden opgeslagen, gekocht werd tegen de laagste gemiddelde uurprijs, waargenomen in de loop van een jaar Y, en wederverkocht werd tegen de hoogste gemiddelde uurprijs, waargenomen in de loop van hetzelfde jaar Y.

In feite duurt het meerdere uren om de centrale volledig leeg te pompen. Daarnaast zijn ook meerdere uren nodig om ze opnieuw te vullen.

De facto, en in zoverre men de volledige capaciteit van de centrale wil exploiteren met arbitrage doeleinden, moeten zowel de aankoop als de verkoop van energie over meerdere uren worden gespreid.

Op basis van Figuren 2 en 3 zou de aankoopprijs op die manier hoger geweest zijn dan de laagste gemiddelde uurprijs en zou de wederverkoopprijs lager geweest zijn dan de hoogste gemiddelde uurprijs. Dit zou de arbitragemarge, die structureel op de BELPEX DAM zou kunnen worden gerealiseerd, nog iets meer hebben verminderd;

⁹ CREG, Studie (F)130530-CDC-1247 over de *"werking van en de prijsevolutie op de Belgische groothandelsmarkt voor elektriciteit - monitoringrapport 2012"*, 30 mei 2013, p. 67-68

Te raadplegen op: <http://www.creg.info/pdf/Studies/F1247NL.pdf>

- iv. tot slot vertrekt de bovenstaande analyse van de hypothese dat aan de pomp-/turbinecentrale geen enkel transmissietarief werd gefactureerd voor de afnames van en injecties in het transmissienet.

In realiteit zouden door ELIA transmissienettarieven gefactureerd zijn voor elke MWh die van het transmissienet wordt afgenomen of erin wordt geïnjecteerd. Ter informatie: momenteel zou door ELIA een transmissienettarief van 1,8 EUR/afgenomen MWh en 0,9 EUR/geïnjecteerde MWh gefactureerd worden aan de pomp-/turbinecentrale¹⁰. Dit zou overeenkomen met een bijkomende stijging van de aankoopprijs met 1,8 EUR/MWh en een vermindering van de wederverkoopprijs met 0,9 EUR/MWh, wat de ratio tussen de aankoopprijs en de wederverkoopprijs zou verhogen. Dit zou de arbitragemarge, die structureel op de BELPEX DAM had kunnen worden gerealiseerd, nog iets meer hebben teruggedrongen.

14. Op basis van het voorgaande besluit de CREG dat het niet raadzaam is om te zeggen dat een positieve arbitragemarge in de toekomst structureel mogelijk zal zijn op de BELPEX DAM. De arbitrage op de BELPEX DAM moet de facto worden beschouwd als een secundaire activiteit voor de pompcentrale.

I.2.1.3 Arbitragepotentieel op de BELPEX CIM

15. De continue *intraday* BELPEX (CIM) werd gelanceerd in maart 2008. Deze is momenteel gekoppeld aan Nederland en de Scandinavische markt, rekening houdend met de beschikbare, grensoverschrijdende *intraday*capaciteit.

De aan- en verkoopbiedingen kunnen er tot 5 minuten vóór *real time* worden ingevoerd. Het volstaat dat de koper klikt op een verkoopaanbod, gepubliceerd in de orderportefeuille, om de gepubliceerde hoeveelheid energie tegen de gepubliceerde prijs te kopen. Omgekeerd volstaat het dat de verkoper klikt op een aankoopaanbod, gepubliceerd in de orderportefeuille, om de gepubliceerde hoeveelheid energie tegen de gepubliceerde prijs te verkopen. Afhankelijk van het ogenblik waarop de transactie plaatsvindt, kunnen dus verschillende

¹⁰ Deze tarieven zijn geldig vanaf 1 juni 2013 voor een pomp-/turbinecentrale, aangesloten op het 380/220/150kV-net en met de transmissienettarieven, gefactureerd op basis van het onderschreven vermogen, buiten beschouwing gelaten. De transmissienettarieven van ELIA kunnen worden geraadpleegd op:

<http://www.elia.be/nl/producten-en-diensten/toegang/toegangstarieven>

prijzen worden waargenomen voor eenzelfde hoeveelheid energie, geleverd in de loop van hetzelfde uur.

16. De volumes, uitgewisseld op de BELPEX CIM, zijn tussen 2008 en 2012 continu gestegen. Het volume, uitgewisseld op de BELPEX CIM in 2012, bleef echter 33 keer lager dan het volume, uitgewisseld op de BELPEX DAM: het bedroeg slechts 0,5 TWh, i.e. een *base load* equivalent van 57 MW tijdens het jaar¹¹.

Hoewel het volume, uitgewisseld op de BELPEX CIM, in de komende jaren onvermijdelijk zal stijgen, zou het relatief bescheiden kunnen blijven ten opzichte van de totale capaciteit van de pomp-/turbinecentrale.

17. De CREG besluit uit het bovenstaande dat de arbitrage op de BELPEX CIM de facto moet worden beschouwd als een secundaire activiteit voor de pomp-/turbinecentrale.

I.2.1.4 Potentieel van arbitrage op de onevenwichtstarieven, gepubliceerd door ELIA

18. Een ARP (*Access Responsible Party*) is verantwoordelijk voor het evenwicht op kwartierbasis tussen alle injecties en afnames (met inbegrip van de hub en de in/uitvoer) van de netgebruikers waarvoor hij toegangsverantwoordelijke is. De ARP kan een producent, grote gebruiker of leverancier van elektriciteit of een *trader* zijn.

Wanneer ELIA een onevenwicht op kwartierbasis vaststelt tussen de gemeten injecties, invoer en aankopen enerzijds, en de gemeten afnames, uitvoer en verkopen anderzijds, past ELIA in de loop van het betreffende kwartier de geldende onevenwichtstarieven toe. Als een ARP tijdens dat kwartier meer energie heeft afgenomen dan geïnjecteerd, doet zich een negatief evenwicht (tekort) voor; de ARP moet dan verplicht energie van ELIA kopen tegen het onevenwichtstarief. Als een ARP een positief onevenwicht vertoont (overschot), moet hij dit overschot verplicht aan ELIA verkopen tegen het onevenwichtstarief.

19. Voor 2012 was het onevenwichtstarief voor een negatief en een positief onevenwicht respectievelijk hoger en lager dan de BELPEX DAM-prijs van het uur waarin het onevenwicht

¹¹ = 513.000 MWh / 8.760 u

werd vastgesteld. Sinds 2012 wordt het onevenwichtstarief berekend op basis van het principe van de *single marginal pricing*, waarbij in principe het volgende geldt¹²:

- i. positief en negatief onevenwicht worden tegen dezelfde prijs betaald/gefactureerd;
- ii. deze prijs is gelijk aan de marginale kost van het regelvolume dat door ELIA moet worden geactiveerd om het evenwicht te behouden.

20. In het begin van 2013 gaf ELIA zijn bedoeling te kennen om enkele wijzigingen aan het ARP-contract aan te brengen en de ARP meer bepaald expliciet de mogelijkheid te verlenen om in *real time* deel te nemen aan het globale doel om het evenwicht in de Belgische regelzone te behouden door af te wijken van het evenwicht van de evenwichtsperimeter van de ARP, in de mate waarin deze haar capaciteit behoudt om in *real time* en te allen tijde terug in evenwicht te komen¹³. Op het ogenblik van het opstellen van het onderhavige advies, zijn de besprekingen over deze wijzigingen nog aan de gang.

Eens deze wijzigingen aan het ARP-contract zijn aangebracht, zal de ARP die de pomp-/turbinecentrale in haar evenwichtsperimeter heeft, de mogelijkheid hebben om ze vrijwillig te doen afwijken van de nominaties, meegedeeld op D-1, om een onevenwicht teweeg te brengen, dat zal worden gefactureerd/betaald tegen het onevenwichtstarief dat van toepassing is in het betreffende kwartier. Deze mogelijkheid vormt een bijkomende bron van arbitrages.

Overwegende dat de gegevens van vóór 2012 slechts in heel beperkte mate van nut zijn, aangezien het principe van de *single marginal pricing* pas sinds 1 januari 2012 wordt toegepast, wordt het arbitragepotentieel met betrekking tot de onevenwichtstarieven hierna geanalyseerd op basis van de gegevens van het jaar 2012.

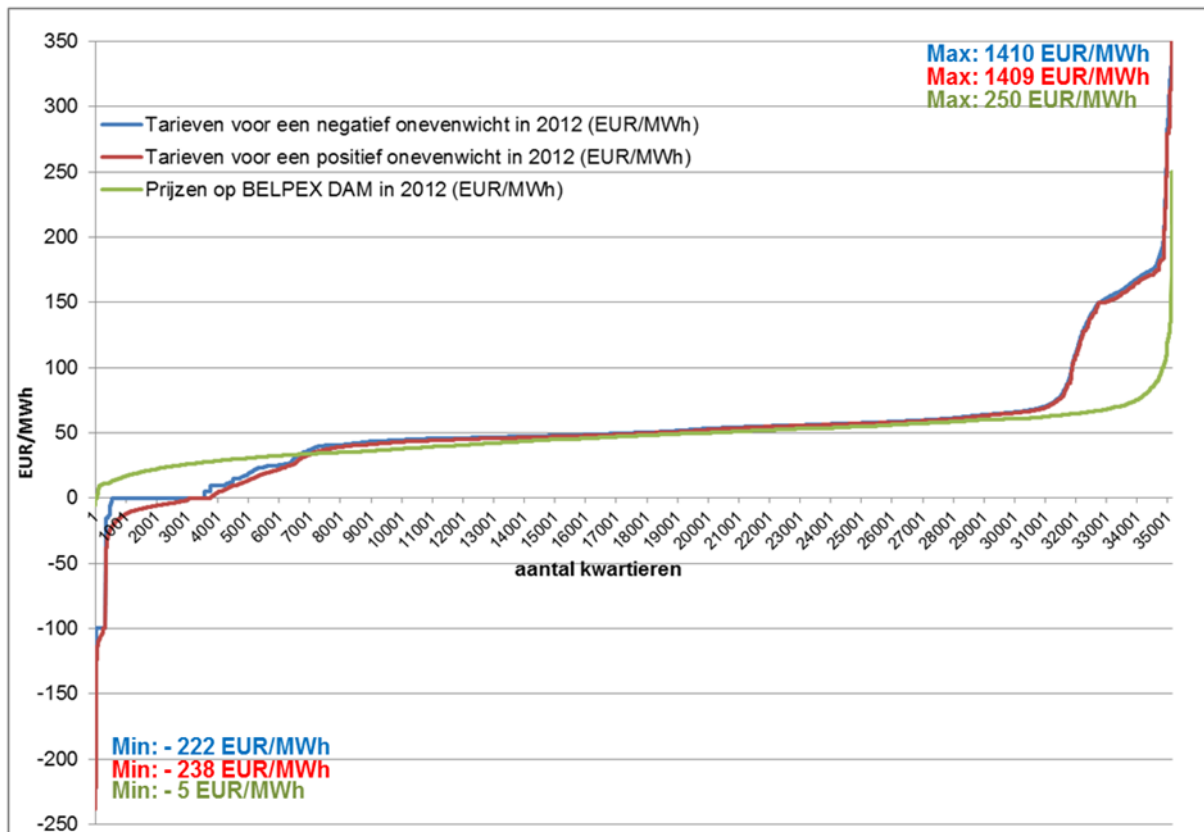
21. Figuur 4 toont een rangschikking in stijgende orde van de onevenwichtstarieven en de BELPEX DAM-prijzen, per kwartier waargenomen in het jaar 2012. Uit de kwartieren 1 tot 6.001 en 29.001 tot 35.001 van deze grafiek blijkt ook dat de onevenwichtstarieven volatieler waren dan de BELPEX DAM-prijzen: er worden vaker grotere prijsverschillen waargenomen. Dit suggereert interessantere arbitragemarges dan op de BELPEX DAM.

¹² Hier wordt de situatie bedoeld waarin geen enkel groot onevenwicht wordt vastgesteld.

¹³ Zie bv. slide 27, voorgesteld door ELIA aan zijn "balancing task force" van 24 mei 2013.

Te raadplegen op: http://publications.elia.be/upload/UG_upload/WIE678U2WZ.pdf

Figuur 4: Monotoon stijgende grafiek van de onevenwichtstarieven en de BELPEX DAM-prijs in de loop van de kwartieren tijdens het jaar 2012 (Bron: CREG)



22. Zoals eerder gezegd bij de analyse van het arbitragepotentieel op de BELPEX DAM, is het aangewezen om zich ervan te verzekeren dat het vermogen van de pomp-/turbinecentrale, geactiveerd in het kader van deze arbitrage-activiteit, geen “te negatieve” impact zou hebben gehad op de hoogte van de onevenwichtstarieven, zoals een forse tariefstijging bij de aankoop van energie van ELIA of een forse stijging van de tarieven in geval van verkoop van energie aan ELIA.

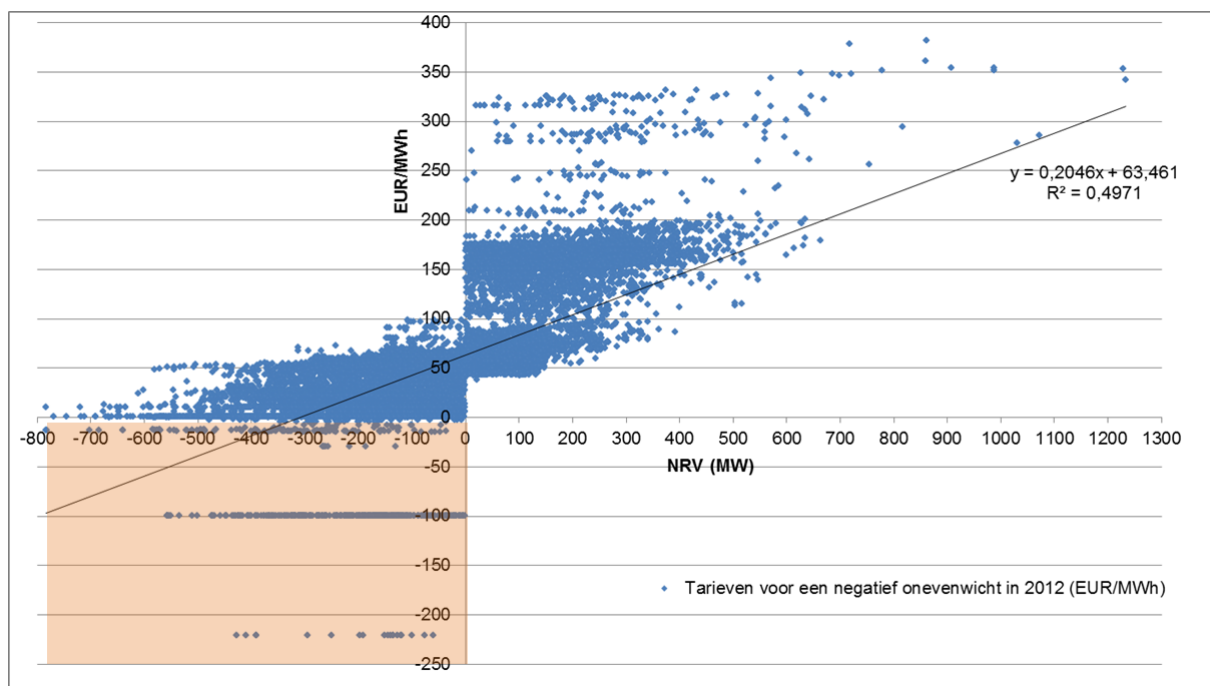
23. De Figuren 5 en 6 hierna, die de onevenwichtstarieven voor het jaar 2012 weergeven op basis van het regelvolume, geactiveerd door ELIA, geven ons hiervan een aanwijzing. In deze twee figuren zijn de interessantste arbitragekansen voor de pomp-/turbinecentrale in de oranje zone aangeduid. De punten in de oranje zone van Figuur 5 geven de kwartieren weer waar de ARP's door ELIA werden vergoed om meer te verbruiken/minder te produceren, terwijl de punten in de oranje zone van Figuur 6 de kwartieren weergeven waar de ARP's tegen een heel interessante prijs werden vergoed om meer te produceren/minder te verbruiken.

Op deze basis dient te worden opgemerkt dat een meer dan betekenisvolle fractie van de voordeligste onevenwichtstarieven voor de pomp-/turbinecentrale werd waargenomen wanneer het regelvolume, geactiveerd door ELIA (NRV), niet heel groot is.

Om geen “te negatieve” impact te hebben op de hoogte van de onevenwichtstarieven, blijkt ook dat de pomp-/turbinecentrale alleen van de voordeligste onevenwichtstarieven had kunnen profiteren voor de levering van een beperkt aantal MW ten opzichte van zijn totale nominale capaciteit.

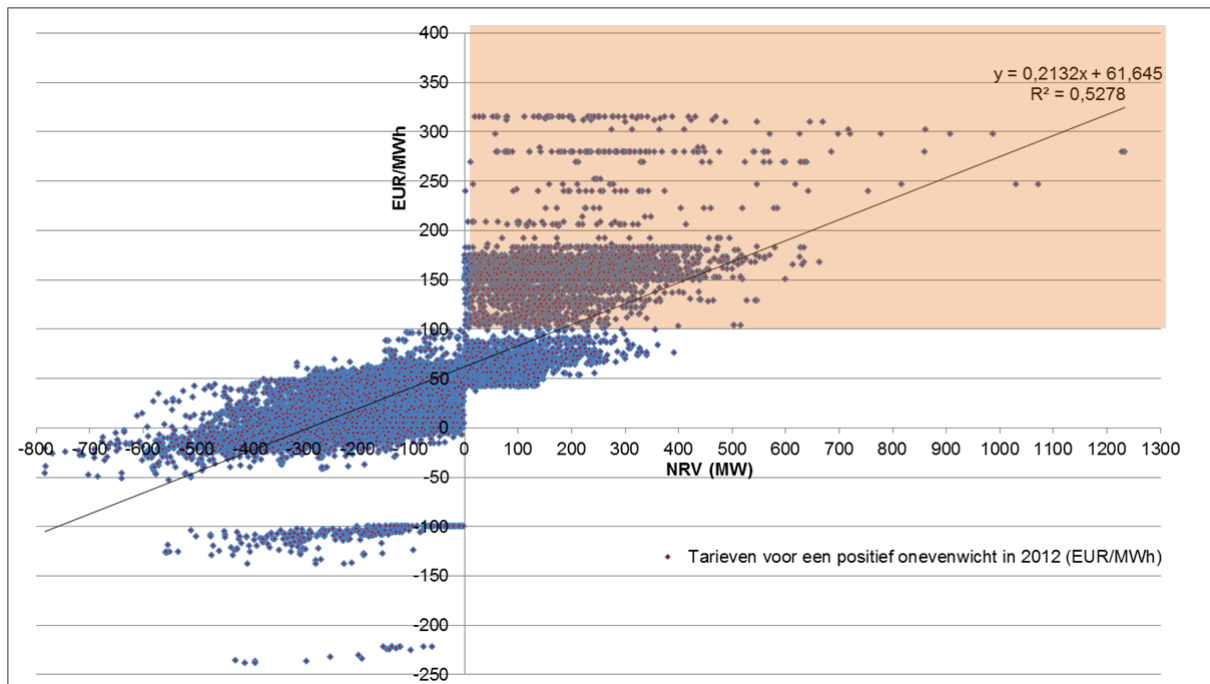
24. De CREG besluit uit het voorgaande dat de arbitrage op de onevenwichtstarieven, gepubliceerd door ELIA, de facto moet worden beschouwd als een secundaire activiteit voor de pomp-/turbinecentrale.

Figuur 5: Tarieven voor een negatief onevenwicht in 2012 op basis van het regelvolume, geactiveerd door ELIA (NRV¹⁴) (Bron: CREG)



¹⁴ Netto regelvolume

Figuur 6: Tarieven voor een positief onevenwicht in 2012 op basis van het regelvolume, geactiveerd door ELIA (NRV) (Bron: CREG)



I.2.2 Levering van ondersteunende diensten aan ELIA

I.2.2.1 Principe

25. De ondersteunende diensten stellen de transmissienetbeheerder in staat om de frequentie en de spanning in stand te houden en het evenwicht en de congesties te beheren dankzij een brede waaier van middelen, die tot zijn beschikking worden gesteld. Die middelen kunnen als volgt worden samengevat:

- i. **de primaire reserve (R1)**¹⁵: de turbines van sommige productie-eenheden kunnen automatisch variaties in de frequentie detecteren en indien nodig hun productie binnen de 0 tot 30 seconden aanpassen. ELIA maakt aan de gebruikers van het net die ELIA deze dienst verlenen een vergoeding over voor het ter beschikking stellen van de reserve;

¹⁵ http://www.elia.be/nl/producten-en-diensten/ondersteunende-diensten/~/_media/files/Elia/Products-and-services/ProductSheets/S-Ondersteuning-net/S1_F_RES_PRIMAIRE.pdf

- ii. **de secundaire reserve (R2)¹⁶**: deze reserve wordt automatisch en continu geactiveerd op basis van een signaal, dat in *real time* wordt doorgestuurd door het nationaal controlecentrum van ELIA. Ze komt snel tussen (30 seconden tot 15 minuten) en zal de nodige tijd actief blijven. ELIA maakt twee types vergoeding over aan de netgebruikers die deze dienst verlenen: een vergoeding voor het ter beschikking stellen van de reserve en een vergoeding voor de activering van de dienst;
- iii. **de tertiaire reserve (R3)¹⁷**: deze reserve wordt manueel geactiveerd op verzoek van ELIA en maakt het mogelijk om het hoofd te bieden aan een groot of systematisch onevenwicht in de regelzone en/of om congestieproblemen op te lossen. ELIA maakt twee types van vergoeding over aan de netgebruikers die deze dienst leveren: een vergoeding voor het ter beschikking stellen van de reserve en een vergoeding in geval van activering van de dienst;
- iv. **black start-dienst¹⁸**: in geval van een *black-out* en om de heropbouw van het net mogelijk te maken doet ELIA een beroep op bepaalde eenheden, die kunnen heropstarten zonder dat het net hen elektriciteit levert. De leverancier ontvangt van ELIA een vaste vergoeding voor deze dienst, of hij geactiveerd wordt of niet;
- v. **spanningsregeling¹⁹**: de producenten waarvan de eenheden aan deze diensten deelnemen, stellen een reactieve spanningsband, bestemd voor het beheer van de spanning, ter beschikking van ELIA. In het contract voor deze dienst worden twee tarieven vastgelegd: een tarief voor het reserveren van de band en een tarief voor activering buiten de band. ELIA betaalt de overeengekomen band volledig volgens het reservatietarief, ongeacht het feit of ELIA de band volledig of slechts gedeeltelijk gebruikt. In geval van activering buiten de limieten van de band betaalt ELIA elke MVA_r buiten de band tegen een verschillend tarief;

¹⁶ http://www.elia.be/nl/producten-en-diensten/ondersteunende-diensten/~media/files/Elia/Products-and-services/ProductSheets/S-Ondersteuning-net/S2_F_RES_SECOND.pdf

¹⁷ http://www.elia.be/nl/producten-en-dienstenservices/services-auxiliaires/~media/files/Elia/Products-and-services/ProductSheets/S-Ondersteuning-net/S3_F_RES_TERT_PROD.pdf

¹⁸ http://www.elia.be/nl/producten-en-diensten/ondersteunende-diensten/~media/files/Elia/Products-and-services/ProductSheets/S-Ondersteuning-net/S7_F_BLACK_START.pdf

¹⁹ http://www.elia.be/nl/producten-en-diensten/~media/files/Elia/Products-and-services/ProductSheets/S-Ondersteuning-net/S6_F_TENSION.pdf

- vi. **aankoop van energie ter compensatie van verliezen op het net < 150 kV²⁰**: elk jaar koopt ELIA *base/load* energieblokken op jaarbasis en op trimesterbasis om de energieverliezen in zijn netten met een spanning < 150 kV te dekken.

De afsluiting van contracten voor de ondersteunende diensten gebeurt momenteel op meerjarenbasis (R3, black start en spanningsregeling), op jaarbasis (R1, R2 en aankoop van energie ter compensatie van de verliezen op het < 150 kV-net) en maandelijks²¹ (R1 en R2).

1.2.2.2 Technische vereisten voor een pomp-/turbinecentrale

26. Wat de levering van ondersteunende diensten betreft, heeft een van de voornaamste verschillen tussen een pomp-/turbinecentrale en een CCGT-centrale²² te maken met het beperkte karakter van de energie die de pomp-/turbinecentrale kan opslaan/produceren.

Een eerste duidelijk gevolg is dat de pomp-/turbinecentrale afzonderlijk beschouwd niet de nodige energie zal kunnen leveren voor de compensatie van de verliezen op het < 150kV-net.

Een tweede gevolg is dat, om de permanente beschikbaarheid te garanderen, zelfs in geval van langdurig onevenwicht van de Belgische zone in dezelfde richting, de dimensionering van de hoeveelheid energie die er kan worden opgeslagen en het reservevolume, aangeboden door zijn exploitant, met heel bijzondere aandacht moeten worden geëvalueerd. Gebeurt dat niet, dan loopt de exploitant van de pompcentrale het risico op forse boetes in geval van langdurig onevenwicht van de Belgische zone in dezelfde richting.

27. In het kader van het onderhavige advies stelt de CREG vast dat het ontwerp van koninklijk besluit vereisten oplegt betreffende de dimensionering van de hoeveelheid energie die door de pomp-/turbinecentrale zal kunnen worden opgeslagen/geproduceerd. Dit ontwerp van koninklijk besluit definieert immers (i) de geografische coördinaten van de zones waar de pompcentrales kunnen worden gevestigd en (ii) legt op dat minstens 2/3 van de oppervlakte, begrensd door deze geografische coördinaten, vrij wordt gelaten. Het is aangewezen om zich

²⁰ Vanuit juridisch standpunt wordt de aankoop van energie ter compensatie van de verliezen op het net < 150kV niet als een ondersteunende dienst beschouwd. Om een grondige studie te verzekeren van de activiteiten die door de pomp-/turbinecentrale zouden kunnen worden uitgevoerd, wordt deze aankoop van energie ter compensatie van de verliezen op het < 150kV-net in het kader van het onderhavige advies samen met de ondersteunende diensten geanalyseerd.

²¹ Voor een bepaald percentage van de volumes, geleverd vanaf 1 januari 2014.

²² CCGT = Combined Cycle Gas Turbine

ervan te verzekeren dat deze vereisten betreffende de oppervlakte en de aard van de ondergrond onder de zeebodem de opslag van een voldoende grote hoeveelheid energie zullen toelaten, zodat de ondersteunende diensten in een voldoende groot volume kunnen worden geleverd. Bij gebrek aan meer gedetailleerde informatie kan de CREG zich hierover niet uitspreken.

28. Hoewel men dit niet zou verwachten (want het komt erop neer dat de energie wordt vernietigd), dient ook opgemerkt te worden dat het beperkte karakter van de energie die door de pomp-/turbine centrale kan worden opgeslagen, zou kunnen worden tenietgedaan door de installatie van een *bypass*, die het water constant zou laten binnenlopen, zonder via een turbine te lopen. Met deze oplossing zou het mogelijk zijn om continu te pompen wanneer de Belgische zone voor een langere periode over een overschot beschikt. Anderzijds is voldoende dimensionering de enige mogelijke oplossing om het hoofd te bieden aan een lange periode van tekort in de Belgische zone.

29. Uit het voorgaande vloeit met name voort dat, door de plaatsing van een *bypass* die het water constant zou laten binnenlopen zonder via een turbine te lopen, de pomp-/turbinecentrale een asymmetrisch reservevolume zou kunnen bieden, met een veel groter aantal MW voor neerwaartse regeling (pompen) dan het aantal MW voor opwaartse regeling (turbineren).

30. Tot slot is het aangewezen om aandacht te hebben voor twee bijzondere vereisten om aan de automatische reserves (R1 en R2) te kunnen deelnemen. De eerste vereiste is dat de centrale constant in werking moet zijn (hetzij pompen, hetzij turbineren) tijdens de uren dat ze aan de automatische regelingen deelneemt. De tweede vereiste is dat het vermogen, geproduceerd of geabsorbeerd door een centrale, constant kan worden geregeld binnen haar werkingsbereik. In het geval van een pompcentrale vergt deze vereiste een bijzonder ontwerp. Bij het pompen moet ze kunnen moduleren op een groot deel van haar vermogen. Bij het turbineren hangt de economische haalbaarheid ook af van het technische minimum van een turbine: een hoog technisch minimum vermindert immers enerzijds het nuttige vermogensbereik voor automatische regelingen en verplicht anderzijds om te produceren op een hoog gemiddeld werkingspunt, wat ongunstig is voor de economische rentabiliteit.

I.2.2.3 Behoeften en huidige prijzen

31. Hieronder geeft de CREG een overzicht van informatie die publiekelijk beschikbaar is over de behoeften betreffende de ondersteunende diensten en de prijzen die de laatste jaren werden waargenomen.

De volumes aan reservevermogens die ELIA gecontracteerd heeft, zijn in de loop van de laatste jaren relatief stabiel gebleven. Ter informatie: de reservevolumes door ELIA gecontracteerd voor het jaar 2013, worden hieronder weergegeven samen met de productiemiddelen die deze leveren²³:

- i. het volume aan R1 bedraagt 91 MW. Het wordt geleverd door Franse producenten (30 MW) door de vraag in België (30,5 MW asymmetrisch opwaarts) en door Belgische producenten (30,5 MW asymmetrisch neerwaarts, geleverd door kerncentrales, en 30,5 MW symmetrisch, geleverd door CCGT-centrales);
- ii. het volume aan R2 dat Elia gecontracteerd heeft, bedraagt 140 MW. Het wordt bijna uitsluitend door CCGT-centrales geleverd;
- iii. het volume aan R3 gecontracteerd door ELIA, bedraagt 400 MW met Belgische producenten, 261 MW met de vraag in België en 250 MW inter-TSO reserve met RTE²⁴.

32. De reservatie²⁵ van R1 en R2 vertegenwoordigt het grootste aandeel van het globale budget, door ELIA toegewezen aan de aankoop van de ondersteunende diensten, nodig voor het evenwicht van het Belgische net. Dit bedroeg ongeveer € 145.000.000,00 in 2012²⁶.

²³ CREG, Beslissing (B)120621-CDC-1162 over “de vraag tot goedkeuring van de evaluatiemethode voor en de bepaling van het primair, secundair en tertiair reservevermogen voor 2013”, 21 juni 2012

Te raadplegen op: <http://www.creg.info/pdf/Beslissingen/B1162NL.pdf>

²⁴ RTE (Réseau de Transport d'électricité) is de transmissienetbeheerder in Frankrijk.

²⁵ De activering van R2 is onderhevig aan een bijkomende vergoeding.

²⁶ ELIA, Jaarverslag 2012, p.138

Te raadplegen op:

http://www.elia.be/nl/over-elia/newsroom/news/2013/~media/files/Elia/publications-2/annual-report/Jaarverslagen_elia_2012.pdf

Als we dit globale budget verminderen met € 27.500.000,00 voor energieaankopen ter dekking van de netverliezen²⁷ - die de pomp-/turbinecentrale om de voormelde redenen niet kan leveren -, stellen we vast dat ongeveer 55% van het jaarbudget, door ELIA toegewezen aan de ondersteunende diensten, in 2012 betrekking had op de reservatie van R1 (ongeveer € 26.000.000,00) en van R2 (ongeveer € 37.000.000,00)²⁸.

Dit aandeel zal in 2013 nog iets groter zijn. We kunnen het budget van ELIA voor de reservatie van uitsluitend R2 in de loop van 2013 immers al ramen op € 55.000.000,00²⁹.

33. Er dient te worden benadrukt dat ELIA in de loop van de laatste jaren heel wat moeilijkheden heeft ondervonden om voldoende R1- en R2-volumes te verkrijgen tegen een redelijke prijs. Sinds 2010 en om de veiligheid van het net te garanderen tegen een redelijke kost, worden de prijs- en verdelingsvoorwaarden van een deel van de volumes van R1 en/of R2 jaarlijks aan bepaalde producenten opgelegd door middel van ministeriële en koninklijke besluiten³⁰. De onderstaande tabel biedt een overzicht van de vergoeding, voorzien door deze ministeriële en koninklijke besluiten voor de terbeschikkingstelling van R1 en R2.

Figuur 7: Evolutie van de prijsvoorwaarden (in €/MW/h) die jaarlijks door ministeriële en koninklijke besluiten worden opgelegd voor een deel van de R1- en R2-volumes (Bron: Belgisch Staatsblad)

	Leveringsperiode	2010	2011	2012	2013
R1 + R2	piekuren buiten het weekend			27,1 EUR/MW/h	
	alle uren			31,9 EUR/MW/h	45,0 EUR/MW/h
R2	uren buiten het weekend	12,6 EUR/MW/h	15,1 EUR/MW/h		
	weekendperiode	24,0 EUR/MW/h	34,3 EUR/MW/h		

²⁷ ELIA vermeldt op zijn internetsite (<http://www.elia.be/nl/leveranciers-en-contractors/aankoopcategorien/energieaankopen#anchor3>) dat het jaarlijks ongeveer 500 GWh aankoopt om de verliezen op het net te compenseren. Rekening houdend met het feit dat de gemiddelde prijs voor een CAL 2012-contract in de loop van het jaar 2011 ongeveer € 55/MWh bedroeg op de ENDEX-beurs geeft dit een budget van ongeveer € 27.500.000,00 voor de aankopen van energie ter compensatie van de netverliezen in 2012.

²⁸ Deze bedragen kunnen worden afgetrokken van de door ELIA gecontracteerde volumes en eenheidsprijzen, vermeld in het ministerieel besluit van 23 december 2011 houdende het opleggen van prijs- en leveringsvoorwaarden voor het leveren in 2012 van de primaire en secundaire regeling door verschillende producenten.

²⁹ 120 MW van de in 2013 door ELIA gecontrateerde 140 MW, werd opgelegd tegen een prijs, bepaald door het koninklijk besluit van 18 december 2012 houdende het opleggen van prijs- en leveringsvoorwaarden voor het leveren in 2013 van de primaire en secundaire regeling door verschillende producenten.

³⁰ Ministerieel besluit van 24 december 2009 houdende het opleggen van prijs- en leveringsvoorwaarden voor het leveren in 2010 en 2011 van de secundaire regeling door verschillende producenten.

Ministerieel besluit van 23 december 2011 houdende het opleggen van prijs- en leveringsvoorwaarden voor het leveren in 2012 van de primaire en secundaire regeling door verschillende producenten.

Koninklijk besluit van 18 december 2012 houdende het opleggen van prijs- en leveringsvoorwaarden voor het leveren in 2013 van de primaire en secundaire regeling door verschillende producenten.

Deze forse stijging van de reservatiekosten van R1 en R2 is verbonden aan het feit dat deze reserves in België historisch bijna exclusief werden geleverd door een heel beperkt aantal CCGT-centrales, gelegen op het Belgische grondgebied. Hoewel ELIA er onlangs in slaagde een zekere diversificatie te scheppen door R1 open te stellen voor de deelname van productiecentrales, gelegen in het buitenland, en voor de deelname van de vraag, hangt ELIA vandaag nog altijd in hoge mate af van een beperkt aantal CCGT-centrales, gelegen op het Belgische grondgebied, om haar behoeften aan R1 en R2 te dekken.

De levering van R1 en/of R2 vereist de constante werking van deze CCGT-centrales, ook tijdens uren waar het economisch pertinent zou zijn om deze centrales stop te zetten, wanneer hun marginale productiekost hoger is dan de marktprijs. De verkoop van de elektriciteit die tijdens deze uren door de CCGT-centrales wordt geproduceerd, brengt voor hun exploitanten dus een verlies met zich mee. Het is heel logisch dat de exploitanten van deze CCGT-centrales een voldoende hoge reservatieprijs vragen ter compensatie van de verliezen die ze tijdens bepaalde uren denken te lijden wegens hun deelname aan R1 en/of R2.

34. Gezien de constante daling van de *Clean Spark Spread*³¹ die de laatste jaren werd waargenomen³², schatten de exploitanten van CCGT-centrales dat ze, door aan R1 en/of R2 deel te nemen, hogere verliezen zullen lijden dan vorig jaar. Daarom zijn de prijsoffertes, ingediend door deze exploitanten, sinds 2010 gradueel de hoogte ingeschoten.

Om de veiligheid van het net tegen een redelijke kost te garanderen, heeft de regering aan een aantal exploitanten van CCGT-centrales prijsvoorwaarden voor de levering van een bepaald volume R1 en/of R2 moeten opleggen en dit omwille van: een explosieve stijging van de prijsoffertes van sommige exploitanten die niet volledig werd gerechtvaardigd door de evolutie van de CSS en omdat een aantal exploitanten hadden beslist geen offertes meer over te maken aan ELIA. Op die manier is de stijging van de prijsvoorwaarden, geïllustreerd in Figuur 7, te verklaren door de daling van de CSS in de loop van dezelfde periode.

³¹ De *Clean Spark Spread* (CSS) is de marge die een gascentrale genereert uit de verkoop van één MWh elektriciteit na betaling van het gas en de quota voor CO₂-emissies die ze verbruikt om deze MWh elektriciteit te produceren.

³² Deze daling van de CSS is verbonden aan (i) de stijging van de gasprijs op de beurzen en (ii) de daling van de elektriciteitsprijzen op de beurzen ten gevolge van de ontwikkeling van de hernieuwbare productie en de daling van de steenkoolprijs en de CO₂-quota, waardoor de steenkoolcentrales competitiever geworden zijn dan de gascentrales.

Ter illustratie van de daling van de CSS in de periode 2008-2012, zie bijvoorbeeld CREG, Advies (F)130503-CDC-1243 over “de modaliteiten voor de procedure van offerteaanvraag voorzien in artikel 5 van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt”, 3 mei 2013, p.29, Tabel 2

Te raadplegen op: <http://www.creg.info/pdf/Adviezen/F1243NL.pdf>

Voor een centrale waarvan de exploitatiemarge onafhankelijk is van de CSS, zoals het geval is voor een pomp-/turbinecentrale³³, kan de vergoeding voor de reservatie van R1 en R2 die momenteel in België wordt waargenomen, als bijzonder aantrekkelijk worden beschouwd.

I.2.2.4 Toekomstige evolutie van de behoeften

35. ELIA publiceerde onlangs een studie (i) die de evolutie van de reservevolumes, nodig van nu tot 2018, raamt, en (ii) de beschikbare middelen om aan deze behoefte te voldoen, beschrijft³⁴.

ELIA verwacht tegen 2018 een substantiële stijging van zijn behoeften aan R1, R2 en R3. Zoals blijkt uit onderstaande figuur 8, betreft de belangrijkste factor voor deze toename de neerwaartse R3 (tussen + 440 MW en + 1.055 MW). Er worden ook reële stijgingen verwacht voor de opwaartse R2 (tussen + 12 MW en + 160 MW) en R3 (tussen – 42 MW en + 580 MW). Een meer gematigde stijging wordt verwacht voor R1 (tussen + 4 MW en + 19 MW).

Figuur 8: Evolutie tussen 2013 en 2018 van de behoeften aan R2 (FRRa) en R3 (FRRm)³⁵
(Bron: ELIA)

Scenario	FRRa [MW]	FRRm downward [MW]	FRRm upward [MW]
2013 reference	140	695	1120
2018: low reserve needs scenario	152	1138	1078
2018: high reserve needs scenario	192	1331	1321
Insufficient efforts & investments	Up to >300 MW	Up to >1750 MW	Up to >1700 MW

³³ Zoals hoger geïllustreerd, hangt de exploitatiemarge van een opslagcentrale af van haar efficiëntie (η pompen * η turbinen) en van de aankoop- en verkoopprijzen van elektriciteit. Deze elementen zijn onafhankelijk van de CSS.

³⁴ ELIA, *Evolution of ancillary services needs to balance the Belgian control area towards 2018*, mei 2013

Te raadplegen op: <http://www.elia.be/en/grid-data/balancing/~media/files/Elia/Grid-data/Balancing/Reserves-Study-2018.pdf>

³⁵ Er dient te worden opgemerkt dat de cijfers die in deze tabel voor de tertiaire reserve (FRRm) worden gegeven, zowel betrekking hebben op de door ELIA gecontracteerde volumes, als op de volumes die niet door ELIA op zich werden genomen, maar die aan ELIA worden geleverd onder de vorm van I/D bids.

36. De factoren die aan de oorsprong van deze substantiële stijging van de behoeften liggen, zijn (i) de stijging van de intermitterende productie van wind- en zonne-energie, evenals (ii) de indienststelling van de eerste interconnectie op gelijkstroom in het Belgische elektrisch systeem³⁶.

Met betrekking tot beschikbare middelen om het hoofd te bieden aan deze stijging van de behoeften, dringt ELIA in deze studie aan op:

- i. de noodzaak om te investeren in nieuwe capaciteiten van R1, R2 en R3, vooral neerwaartse R3³⁷;
- ii. de noodzaak om de bronnen van levering van ondersteunende diensten – in het bijzonder van R1 en R2 – te diversifiëren om de beschikbaarheid van de nodige middelen en een redelijke bevoorradingskost te garanderen³⁸.

De CREG is het met ELIA eens in verband met deze besluiten.

I.2.2.5 Toekomstige prijzevolutie

37. De stijgende behoeften aan reserves zullen vast en zeker een **opwaartse druk** uitoefenen op de reservatieprijzen van deze reserves. De evolutie van de prijzen in de toekomst is echter minder zeker dan die van de behoeften en dient te worden genuanceerd.

38. Om de voormelde redenen zullen ook een bijkomende daling van de CSS en de buitenwerkingstelling van bestaande CCGT-centrales een **opwaartse druk** uitoefenen op de reservatieprijzen van R1 en R2.

³⁶ In 2018 is de indienststelling van twee interconnecties op gelijkstroom met een capaciteit van 1.000 MW elk voorzien: NEMO (België – Groot-Brittannië) en ALEGRO (België - Duitsland).

³⁷ Zie bijvoorbeeld p. 12 van de studie: “*In case of no investments in new FCR and FRRa capability, the margins for FCR and FRRa will reduce, leading to a non-sustainable situation, especially for the high reserve needs scenario.*” en p. 45 van de studie: “*Significant investments in both upward and especially downward FRRm are required towards 2018 to cover the simulated reserve needs*”

³⁸ Zie bijvoorbeeld p. 16 van de studie: “*In addition to the reserve resources capacity (MW) question from a system capability point of view, it is important to look also at the diversification of the reserve resources able to deliver the different types of reserves. (...) The creation of a liquid reserves market requires that different types of reserve resources are able to deliver the same type of reserves. A highly concentrated reserves market, in which only one specific resource is able to deliver a certain type of reserves, leads to the risk that procurement costs for reserves are fully coupled to market evolutions (e.g. clean spark spread in case of procurement of FCR/FRRa on CCGT units) and that insufficient reserve capacity will be available in case of reduced profitability and according reduced availability or decommissioning of the reserve resources.*”

In dit opzicht is het nastreven van de ontwikkeling van de hernieuwbare energie in Europa een factor die onvermijdelijk een neerwaartse druk zal uitoefenen op de gemiddelde elektriciteitsprijs, waargenomen op de beurzen. Zo zal er een hoger percentage van de elektriciteit worden geproduceerd met een marginale kost van nul €/MWh. Als voor het overige alles gelijk blijft, met name wat betreft de prijs van het gas en de CO₂-quota, zal deze ontwikkeling van de hernieuwbare energie een bijkomende daling van de CSS met zich meebrengen, evenals de buitendienststelling van bestaande CCGT-centrales, die steeds minder rendabel zullen zijn.

Omgekeerd zijn de verhoging van de CSS, het actief houden van de bestaande CCGT-centrales, de bouw van nieuwe productiecentrales (OCGT³⁹, CCGT en in sommige gevallen warmtekrachtkoppelingscentrales) of opslagcentrales die R1 en/of R2 kunnen leveren, een bijkomende deelname van de vraag naar R1 (en zelfs R2!) elementen die een **neerwaartse druk** zullen uitoefenen op de reservatieprijzen van R1 en R2.

Zo zijn een daling van de gasprijs op de beurzen, een stijging van de prijs van steenkool en de CO₂-quota factoren die de CSS kunnen verbeteren en de bestaande CCGT-centrales actief kunnen houden.

39. De oprichting van een *cross-border balancing*-markt op heeft een moeilijk te voorspellen impact op de evolutie van de prijzen. Enerzijds kunnen we verwachten dat deze oprichting een stijging van het aanbod met zich mee zal brengen, die een neerwaartse druk op de activatieprijzen ⁴⁰ van R1 en R2 zal uitoefenen. Anderzijds kan worden gevreesd dat dit de interventiemarge zal beperken die de Belgische regering momenteel heeft wanneer de prijsaanbiedingen duidelijk onredelijk worden geacht, wat een opwaartse druk op de reservatieprijzen van R1 en R2 met zich mee zou brengen.

I.2.3 Impact van de integratie van de opslagcentrale in een portefeuille

40. Er dient te worden benadrukt dat de voormelde ontwikkelingen vertrekken van de hypothese dat de opslagcentrale afzonderlijk zal worden geëxploiteerd ten opzichte van verschillende markten (BELPEX, onevenwichtstarieven, markt van de ondersteunende diensten).

³⁹ OCGT = Open Cycle Gas Turbine.

⁴⁰ Met betrekking tot de reservatieprijzen hangt de uitwisseling van reserve (en niet van energie) af van de reservatie op de lange termijn van interconnectiecapaciteit voor de reserves, wat a priori niet toegestaan is.

Men kan zich afvragen welke impact de integratie van de opslagcentrale in een bredere portefeuille, meer bepaald in de portefeuille van een ARP die ook de offshore productie van windenergie bevat, zou kunnen hebben op de rentabiliteit van de centrale.

De rentabiliteit van de opslagcentrale zal door de integratie niet worden beïnvloed als deze geoptimaliseerd blijft om de winst die ze kan genereren, maximaal te houden. Behalve in het geval van manipulatie van de markt door een dominante speler, heeft de identiteit van de exploitant van de opslagcentrale geen impact op de fundamentele elementen die de verschillende markten (BELPEX, onevenwichtstarieven, markt van de ondersteunende diensten) regelen.

De volatiliteit van de rentabiliteit van de portefeuille van de ARP waarin de opslagcentrale zal worden geïntegreerd, zou echter kunnen verminderen.

41. Volgens de financiële portefeuilletheorie kan een investeerder het risico van zijn portefeuille immers verminderen door er nieuwe activa in te integreren, waarvan het risico niet of slechts weinig in positieve zin gecorreleerd is met zijn oorspronkelijke portefeuille.

Voor de elektriciteitsmarkt kan een ARP het risico van zijn portefeuille, die activa bevat die onevenwicht kunnen veroorzaken (bv. offshore windenergie), verminderen door er activa in te integreren die dit onevenwicht wellicht kunnen corrigeren.

Dit wordt bijvoorbeeld goed geïllustreerd door het onevenwicht, veroorzaakt door offshore windenergie, dat door ELIA wordt gecompenseerd met de activering van het marginale productiemiddel, met name de opslagcentrale. In dit geval en indien een negatief onevenwicht wordt beschouwd (onvoldoende injectie van de offshore windenergie), zouden de onevenwichtstarieven, door ELIA aan de ARP gefactureerd, gelijk kunnen zijn aan de inkomsten, door ELIA aan de ARP betaald voor de activatie van de opslagcentrale. De impact van het onevenwicht op de rentabiliteit van de portefeuille van de ARP zou in dit geval nul zijn.

I.3 Positieve externaliteiten

42. In de economie komt een positieve externaliteit overeen met het feit dat economische agenten op kosteloze manier (zonder geldelijke tegenprestatie) voordelen behalen uit de activiteit van een andere economische agent.

Ingeval de opslagcentrale in de Noordzee wordt uitgebouwd, vallen verschillende positieve externaliteiten te verwachten.

I.3.1 Beperkte waarschijnlijkheid om de offshore productie van windenergie te moeten verminderen in geval van lokale congestie

43. In geval van een hoge productie van windenergie in combinatie met een incident op het net van ELIA, bijvoorbeeld op STEVIN, is het mogelijk dat ELIA zijn toevlucht moet zoeken tot een redispatching van de productie in de Belgische regelzone. Zo kan ELIA (i) de producenten van offshore windenergie vragen hun productie te verminderen in ruil voor een vergoeding, die minstens gelijk is aan de groenestroomcertificaten die de producenten van offshore windenergie niet zullen ontvangen ten gevolge van de productievermindering die ELIA vraagt en (ii) producenten die zich op een andere plaats van het net bevinden vragen om hun productie te verhogen in ruil voor een vergoeding. Vanuit maatschappelijk perspectief kan deze situatie als onwenselijk worden beschouwd, omdat men in dit geval de energie, afkomstig van de offshore productie, verliest, maar er toch de kost moet voor dragen. De opslag in de Noordzee zou in dit geval een alternatief bieden voor de vermindering van de offshore productie en de consument de mogelijkheid bieden om op een later tijdstip voordeel te halen uit deze elektriciteitsproductie, die hij in elk scenario financieel ondersteunt.

I.3.2 Daling van de behoefte aan investeringen in het transmissienet

44. De opslag in de Noordzee zou de behoeften aan een versterking van het transmissienet kunnen beperken en/of uitstellen, wat een positieve impact zou hebben op de transmissienettarieven, die aan de gebruikers van het transmissienet worden gefactureerd. Overwegende dat we een goede correlatie mogen verwachten tussen enerzijds een forse stijging van de offshore productie van windenergie en anderzijds een op hetzelfde ogenblik heel lage aankoopprijs van de elektriciteit, hetzij op de BELPEX of via de onevenwichtstarieven, is het waarschijnlijk dat de opslagcentrale die van arbitrages wil profiteren, in pomppmodus werkt in geval van een hoge offshore productie van windenergie. Deze opgepompte energie is elektriciteit die niet naar het binnenland zal moeten worden afgevoerd, waar bijvoorbeeld STEVIN het meest overbelast dreigt te raken.

I.3.3 Verbetering van de bevoorradingszekerheid

45. De opslag in de Noordzee zou de toereikendheidsgraad van het Belgische elektrisch systeem verbeteren, i.e. de capaciteit van het systeem om te allen tijde de globale vraag te dekken:

- i. in periodes van schaarste, waarin de vraag hoger is dan de productie, zou de energieopslag het mogelijk maken om de productie te verhogen tijdens de uren waarop de vraag het hoogst is. Zo zou kunnen worden vermeden dat de eindverbruiker niet-rendabele, CO₂-uitstotende, thermische productiecentrales zou moeten subsidiëren om de adequatie van het Belgische elektrisch systeem te verzekeren;
- ii. in periodes van niet-samendrukbaarheid, waarin de productie hoger is dan de vraag, zou de energieopslag het mogelijk maken om de vraag gedurende meerdere uren te verhogen, iets wat geen enkele thermische productiewijze in staat is om te doen.

I.4 Besluit

46. Tot besluit en de huidige werking van de markt beschouwend⁴¹, lijkt het erop dat de levering van ondersteunende diensten aan ELIA een activiteit is die een groot potentieel lijkt te bieden voor de exploitant van een opslagcentrale in de Noordzee. Het technische ontwerp van de centrale zou dus vanuit dit perspectief moeten worden bepaald.

Er lijken geen onoverkomelijke, technische vereisten te bestaan voor de levering van R1, R2 en R3 (I/D bids) door middel van een pomp-/turbinecentrale. De dimensionering van de hoeveelheid energie die er kan worden opgeslagen, evenals het reservevolume dat door de exploitant kan worden aangeboden, moeten met heel bijzondere aandacht worden geëvalueerd. De installatie van een *bypass* die het water constant zou laten doorstromen, zonder door een turbine te lopen, zou een neerwaartse regeling gedurende een onbeperkte periode mogelijk maken.

⁴¹ De elektriciteitsmarkt is een bijzonder dynamische markt, die op de middellange termijn erg kan veranderen. Aangezien een project voor energieopslag een werk van lange adem is, mag dit niet uit het oog worden verloren.

De levering van R1 en R2 in België door middel van een nieuwe pomp-/turbinecentrale blijkt bijzonder aantrekkelijk: (i) de reservatievergoeding is nu al hoog, (ii) tegen 2018 wordt een stijging van de behoeften verwacht en (iii) de toekomst van de CCGT-centrales die deze dienst momenteel leveren, is heel onzeker.

47. Gezien de forse stijging van de behoeften aan R3 tegen 2018, zou de levering van R3 via de I/D bids ook voor de exploitant aantrekkelijk kunnen zijn. Dit lijkt voornamelijk het geval voor de levering van neerwaartse R3, die gedurende een onbepaalde periode zou kunnen worden geleverd.

De exploitant van de opslagcentrale zou ook kunnen profiteren van de arbitrages op de BELPEX en via de onevenwichtstarieven. De arbitrage moet echter als een secundaire activiteit worden beschouwd.

Tot slot zouden ook de levering van *black start* en de spanningsregeling als secundaire activiteiten kunnen worden bestudeerd.

48. Voor ELIA en de gebruikers van het Belgische net zou de levering van reserves door middel van een nieuwe pompcentrale ook heel interessant zijn: deze nieuwe centrale zou de mogelijkheid bieden om de beschikbare middelen voor levering van reserves te verhogen en deze middelen te diversifiëren. Dit zou onvermijdelijk een positieve impact hebben, zowel op de veiligheid van het Belgische net als op de transmissienettarieven, gefactureerd aan de gebruikers van het Belgische net.

Er kunnen positieve externaliteiten, gekoppeld aan de ontwikkeling van opslagcentrales in de Noordzee, worden verwacht: een daling van de waarschijnlijkheid om de offshore productie van windenergie te moeten verminderen in geval van lokale congestie, een vermindering van de behoefte aan investeringen in het transmissienet en een verbetering van de bevoorradingszekerheid.

49. Gezien de voormelde elementen, is de CREG van mening dat het pertinent is om in de Noordzee een zone vrij te houden voor energieopslag.

II. ARTIKELSGEWIJZE BESPREKING

II.1 Preamble

50. De wettelijke bases, vermeld in de preambule van het ontwerp van koninklijk besluit, zijn artikel 6, §2, 1°, en artikel 7, §1 van de elektriciteitswet. Dit werpt de volgende opmerkingen op:

In toepassing van artikel 6, §2, 1° van de elektriciteitswet, stelt de Koning, bij in de Ministerraad overlegd besluit, na advies van de CREG, de voorwaarden en de procedure vast voor de toekenning van de concessies, bedoeld in §1, en met name de beperkingen, bedoeld om te verhinderen dat de bouw of de exploitatie van de betreffende installaties een ongeoorloofde belemmering vormen voor het gebruik van de vaste maritieme routes, de zeevisvangst of het wetenschappelijke zeeonderzoek. De concessies, bedoeld in § 1, betreffen de domeinconcessies met hernieuwbare duur van maximum dertig jaar met het oog op de bouw en de exploitatie van installaties voor de productie van elektriciteit uit water, stromen of winden, in de zeegebieden waarin België rechtsmacht kan uitoefenen in overeenstemming met het internationaal zeerecht.

51. De vraag stelt zich op of de Koning, met het ontwerp van besluit en de gewijzigde definitie van de term “installatie” in artikel 1, 3°, van het koninklijk besluit van 20 december 2000 betreffende de voorwaarden en de procedure voor de toekenning van domeinconcessies voor de bouw en de exploitatie van installaties voor de productie van elektriciteit uit water, stromen of winden, in de zeegebieden waarin België rechtsmacht kan uitoefenen overeenkomstig het internationaal zeerecht (hierna: het koninklijk besluit van 20 december 2000), het toepassingsgebied van artikel 6 van de elektriciteitswet uitbreidt en zo de grenzen van zijn bevoegdheid overschrijdt (overschrijding van bevoegdheid). Preciezer gesteld, is de vraag of een installatie, bedoeld om energie op te slaan door middel van de secundaire productie van elektriciteit op basis van hydraulische energie, op haar beurt geproduceerd met behulp van elektriciteit, bedoeld in het ontworpen artikel 1, 3°, kan worden beschouwd als een installatie voor de productie van elektriciteit uit water, stromen of winden, bedoeld in artikel 6, §1 van de elektriciteitswet.

De CREG is van mening dat dit niet het geval is. Hoewel de energievector inderdaad het water (zeewater) is, heeft de economische exploitatie van deze centrale niets te maken met de

productie van hernieuwbare elektriciteit op basis van de zee (getijden, stromen, golven of zoutwater). Een dergelijke centrale zou immers alleen energie leveren wanneer dit nuttig en economisch rendabel is, op basis van potentiële energie, die voorafgaandelijk werd opgeslagen in het water van het kunstmatige meer dat wordt gecreëerd, met een technisch rendement dat duidelijk lager is dan 100% (70-80% voor de klassieke pomp-/turbinecentrales).

Zonder zich uit te spreken over de vraag of het procedé van domeinconcessie geschikt is voor de bouw en de exploitatie van installaties voor energieopslag op zee, is de CREG van mening dat het toepassingsgebied van artikel 6, § 1 van de elektriciteitswet moet worden uitgebreid vooraleer dit kan dienen als wettelijke basis voor het onderhavige ontwerp van koninklijk besluit.

Overigens dient eraan te worden herinnerd dat de minister, in overeenstemming met artikel 6, §1 van de elektriciteitswet, na advies van de CREG, domeinconcessies met een hernieuwbare duur van maximum dertig jaar kan toekennen. Deze bepaling wordt zo geïnterpreteerd dat de hernieuwing niet tot gevolg kan hebben dat een domeinconcessie van meer dan dertig jaar wordt toegekend (zie artikel 13 van het koninklijk besluit van 20 december 2000).

52. De CREG is van mening dat een domeinconcessie, beperkt tot een duur van dertig jaar, vanuit technisch oogpunt niet te rechtvaardigen is en onvoldoende zou kunnen zijn om de ontwikkeling van de energieopslag, bedoeld in artikel 1, 3°, te verzekeren. De CREG stelt immers vast dat:

- i. de Europese *Utilities* hun waterkrachtcentrales afschrijven op een termijn die merkelijk meer dan dertig jaar bedraagt en tot vijfenzeventig jaar kan oplopen in het geval van het Franse EDF⁴², het Oostenrijkse VERBUND⁴³ en het Portugese EDP⁴⁴;
- ii. de meeste onderdelen van een waterkrachtcentrale hebben een levensduur die merkelijk meer bedraagt dan dertig jaar en voor bepaalde geniewerken tot honderdvijftig jaar kan oplopen. Dit wordt geïllustreerd in Figuur 9 hieronder.

⁴² EDF, Rapport financier 2012, p.19

Te raadplegen op:

http://finance.edf.com/fichiers/fckeditor/Commun/Finance/Publications/Annee/2013/EDF2012_fin_full_vf.pdf

⁴³ VERBUND, Annual Report 2012, p.96

Te raadplegen op: <http://www.verbund.com/~media/64A71099E9F04F05991EFE744B633E9B.pdf>

⁴⁴ EDP, Annual Report 2012, p.182

Te raadplegen op:

http://www.edp.pt/en/Investidores/publicacoes/relatorioecontas/2012/Annual%20Report%202012/RelatorioContas2012_EN.pdf

Figuur 9: Voorzichtige raming van de technische levensduur van de verschillende onderdelen van een waterkrachtcentrale (Bron: Flury K. en Frischknecht R.⁴⁵)

Station/function unit	Pay-back time	Technical lifespan	Aspects to be considered
Construction			
Dams, tubes, tunnels, caverns, reservoirs, artificial lakes, surge chambers	60-80	80-150	Duration of water rights, quality, decay, security, losses
Buildings,	40-50	50-80	General conditions, wear, quality, state of the art, security, corrosion, maintenance
Water catchment, weir, pressure pipes, streets, bridges	40-50	40-60	
Mechanical parts			
Kaplan turbine	30-40	30-60	Security, losses, cavitation, erosion, corrosion, fatigue, reduction in efficiency, state of the art, quality, wear, load, construction
Pelton turbine	40-50	40-70	
Pump turbine	25-33	25-40	
Storage turbine	25-33	25-40	
Valves	25-40	25-50	
Cranes, other mechanical parts	20-40	25-50	
Electrical parts			
Generators	25-40	30-60	Condition of the parts, cleanness, wear, security, quality, maintenance
Transformers, high voltage facilities, other electrical facilities, monitoring system,	20-25	30-40	
Batteries	10-20	15-30	

53. Daaruit blijkt dat een concessie met een duur van dertig jaar een belangrijke hindernis zou zijn voor de ontwikkeling van de opslag in de Noordzee en het Belgische elektrisch systeem op een technisch vroegtijdige manier van een belangrijke bron van flexibiliteit zou beroven.

Om deze hindernissen uit de weg te ruimen, stelt de CREG voor om voor de energieopslag, bedoeld in het ontworpen artikel 1, 3°, domeinconcessies met een duur van minimum vijfenzeventig jaar te voorzien .

Deze duur komt overeen met:

- i. ongeveer tweemaal de gemiddelde levensduur van de turbines en de transformatoren, wat in de loop van de duur van de concessie een *refurbishment* zou mogelijk maken;
- ii. ongeveer eenmaal de gemiddelde levensduur van de burgerlijke geniewerken, en
- iii. de afschrijvingsduur, die de Europese industrie hanteert om haar waterkrachtcentrales af te schrijven.

54. Rekening houdend met het voorgaande, is de CREG dus van mening dat artikel 6, §1 van de elektriciteitswet op twee punten zou moeten worden gewijzigd vooraleer het als wettelijke basis voor het onderhavige ontwerp van koninklijk besluit zou kunnen dienen.

⁴⁵ Flury K. en Frischknecht R., Life Cycle Inventories of Hydroelectric Power Generation, 2012
Te raadplegen op: <http://www.esu-services.ch/fileadmin/download/publicLCI/flury-2012-hydroelectric-power-generation.pdf>

Enerzijds moet zijn toepassingsgebied naar de energieopslag worden uitgebreid en anderzijds moet het voor dit type projecten een langere concessieduur voorzien. Artikel 13 van het koninklijk besluit van 20 december 2000 zal ook moeten worden gewijzigd om voor de projecten voor energieopslag een langere concessieduur mogelijk te maken.

In toepassing van artikel 7, §1 van de elektriciteitswet kan de Koning, bij in de Ministerraad overlegd besluit, op voorstel van de CREG, maatregelen voor de organisatie van de markt nemen, waaronder de invoer van mechanismen, beheerd door de CREG, met het oog op de toekenning van certificaten van oorsprongsgarantie en groenestroomcertificaten voor de elektriciteit, geproduceerd in overeenstemming met artikel 6, evenals het invoeren van een verplichting tot terugkoop tegen een minimumprijs en tot wederverkoop, door de transmissienetbeheerder, van groenestroomcertificaten, toegekend door de federale overheid of de gewestelijke overheden, om de afzet op de markt, tegen een minimumprijs, van een minimumvolume van elektriciteit, geproduceerd op basis van hernieuwbare energiebronnen, te verzekeren.

55. In dit kader dringt de vraag zich op of het voorgestelde besluit kan worden opgevat als een maatregel “voor de organisatie van de markt”, zoals het systeem van de certificaten van oorsprongsgarantie en de groenestroomcertificaten. In zoverre het de bedoeling van de regering wel degelijk is om de ontwikkeling van de energieopslag, bedoeld in het ontworpen artikel 1, 3°, niet financieel te steunen, is de CREG van mening dat artikel 7, §1 van de elektriciteitswet niet kan dienen als wettelijke basis voor het onderhavige voorgestelde besluit.

Als artikel 7, §1 van de elektriciteitswet toch zou dienen als wettelijke basis voor het voorgestelde besluit, zal dit moeten worden genomen op voorstel van de CREG en niet op advies van de CREG.

56. Tot slot blijkt dat de installaties voor energieopslag volgens de CREG kunnen worden aangeduid als nieuwe installaties voor de productie van elektriciteit, zoals bedoeld in artikel 4, § 1 van de elektriciteitswet, en waarvan de bouw onderhevig is aan de voorafgaande toekenning van een individuele vergunning, na advies van de CREG afgeleverd door de Minister. Anderzijds legt artikel 4 van de elektriciteitswet geen tijdsbeperking op voor de duur van de vergunning. De CREG vraagt zich af of er werd nagetrokken of artikel 4, §§2 en 3 van de elektriciteitswet een alternatieve, wettelijke basis kan vormen voor het ontwerp van koninklijk besluit middels een wijziging van het koninklijk besluit van 11 oktober 2000 betreffende de toekenning van individuele vergunningen voor de bouw van installaties voor de productie van elektriciteit. Aangezien de projecten voor offshore energieopslag ook aansluiten op het waarborgen van de bevoorradingszekerheid, kan het aangewezen zijn om te

onderzoeken of de Minister in casu een beroep kan doen op de procedure van offerteaanvraag, bedoeld in artikel 5 van de elektriciteitswet.

De onderstaande commentaren worden gemaakt onder voorbehoud van het bovenstaande.

II.2 Dispositief

Artikel 1

57. Voor de gewijzigde definitie van de term “installatie” verwijst de CREG naar wat wordt vermeld in deel II.1. van het onderhavige advies.

Artikel 2

58. In het nieuwe artikel 3bis is er sprake van “installaties voor de productie van elektriciteit uit water, stromen of winden”.

De vraag dringt zich op of deze termen, rekening houdend met de gewijzigde definitie van de term “installatie” in artikel 1, 3°, de voormelde installaties voor energieopslag al dan niet omvatten. Dit is heel waarschijnlijk niet het geval, gezien het nieuwe artikel 3ter. Het is nodig dat de tekst wordt verduidelijkt, bijvoorbeeld als volgt:

“installaties voor de productie van elektriciteit uit water, stromen of winden, met uitzondering van de installaties voor energieopslag door secundaire elektriciteitsproductie op basis van waterkrachtenergie, die tot stand kwam met behulp van elektriciteit.”

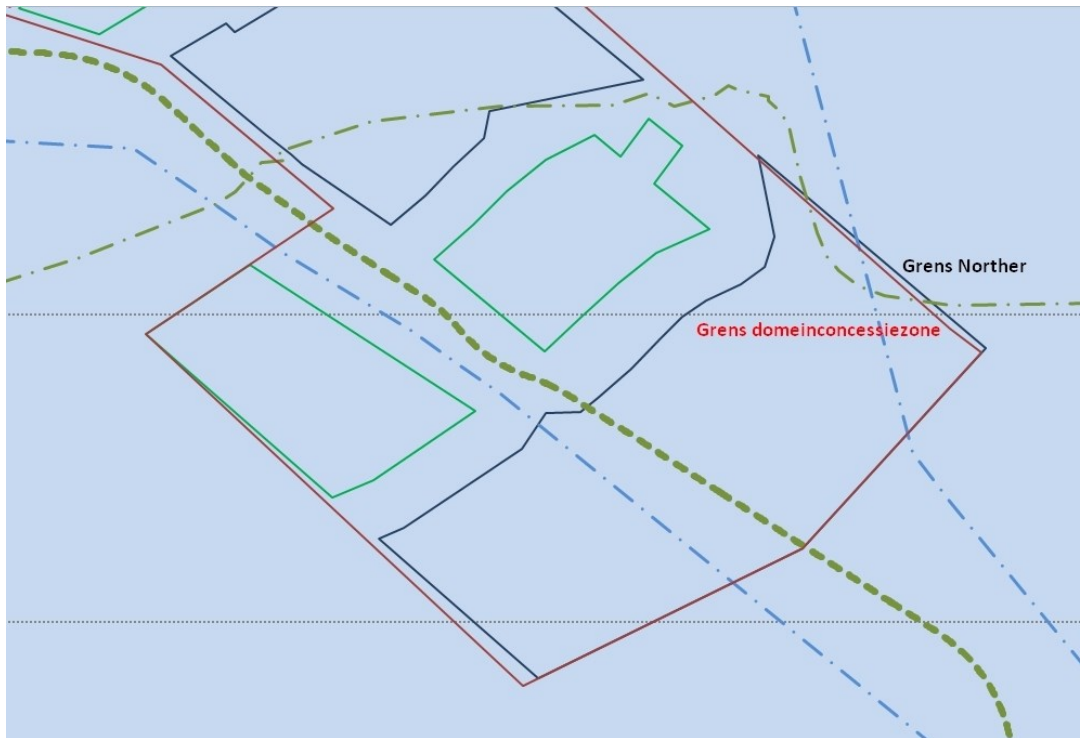
59. Met betrekking tot de nieuwe coördinaten van de zone van de domeinconcessies stelt de CREG vast dat deze zone onderaan verkleind is door de uitsnijding van een driehoek. De totale oppervlakte van deze zone is op die manier met ongeveer 5,7 km² (van 238,7 km² tot 233,0 km²) verkleind.

De CREG veronderstelt dat deze aanpassing bedoeld is om de vaarveiligheid te verzekeren op een niet-officiële route, die onder de zone van de domeinconcessies en tussen de kusthavens loopt. De verdwijning van deze driehoek werd al aangekondigd door de publicatie van de opschorting van de procedure van toekenning van de domeinconcessie, gelegen ten zuiden van de Thorntonbank, naast de domeinconcessiezone, toegekend aan de NV NORTHER (Belgisch Staatsblad van 18 april 2013).

60. Bovendien stelt de CREG vast dat het meest oostelijk gelegen grenspunt (punt 1°) van de domeinconcessiezone ongeveer 108 m naar het zuidwesten is verplaatst. Er is ook een buigpunt toegevoegd (nieuw punt 2°). Het resultaat hiervan is dat er van de onderliggende domeinconcessiezone aan de oostkant een smalle strook is weggenomen. Zoals op figuur 10 te zien is, werd deze strook ondertussen al toegekend aan de NV NORTHER en dit per ministerieel besluit van 5 oktober 2009.

61. De CREG weet niet wat de redenen voor deze aanpassing zijn en kan zich dus niet over de noodzaak of het nut ervan uitspreken. De CREG is echter van mening dat het conflict, dat op deze manier werd gecreëerd tussen de domeinconcessie, toegekend aan de NV NORTHER, en de nieuwe zone voor domeinconcessies moet worden opgelost.

Figuur 10: Grafische voorstelling van de nieuwe coördinaten van de zone van de domeinconcessies, zoals voorzien in het ontwerp van koninklijk besluit (Bron: CREG)

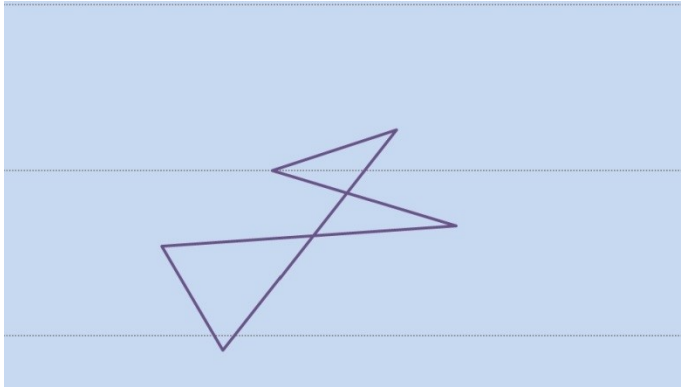


Artikel 3

62. Artikel 3ter, §1, bevat de coördinaten van twee zones, “Zone 1” en “Zone 2”, bestemd voor de vestiging van installaties voor energieopslag.

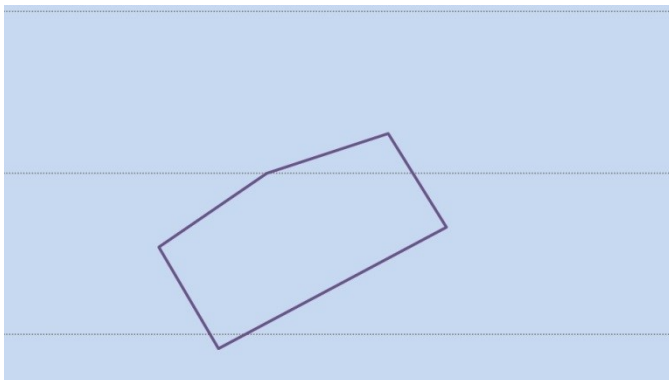
63. Figuur 11 hieronder biedt een grafische weergave van de coördinaten van zone 1 op basis van de volgorde, voorzien in het ontwerp van koninklijk besluit.

Figuur 11: Grafische voorstelling van de coördinaten van zone 1 op basis van de volgorde, voorzien in het ontwerp van koninklijk besluit (Bron: CREG)



64. De CREG betwijfelt dat de in Figuur 11 gebruikte vorm, die op zijn minst bijzonder is, aan de bedoeling van de wetgever beantwoordt. Figuur 12 hieronder illustreert wat zone 1 zou kunnen zijn indien de coördinaten, bevat in het ontwerp van koninklijk besluit, opnieuw zouden worden geordend om een logischere vorm te verkrijgen. De oppervlakte van deze zone zou zo ongeveer 34,4 km² bedragen.

Figuur 12: Grafische voorstelling van de coördinaten van zone 1 met herschikking van de coördinaten, opgenomen in het ontwerp van koninklijk besluit (Bron: CREG)



65. Figuur 13 hieronder biedt een grafische weergave van de coördinaten van zone 2 op basis van de volgorde, voorzien in het ontwerp van koninklijk besluit. De oppervlakte van deze zone bedraagt ongeveer 3,5 km².

Figuur 13: Grafische voorstelling van de coördinaten van zone 2 op basis van de volgorde, voorzien in het ontwerp van koninklijk besluit (Bron: CREG)



66. De CREG is van mening dat het nuttig is dezelfde logica te volgen voor de beschrijving van de zones, bedoeld in het ontwerp van koninklijk besluit. Zo, en naar analogie met de domeinconcessiezones, zou de opsomming van de coördinaten kunnen beginnen bij het meest oostelijk gelegen punt en in tegenwijzerzin verdergaan via de hoekpunten van de zone.

Overigens is de CREG van mening dat het aangewezen is om in de tekst van het koninklijk besluit te preciseren dat de bedoelde zone begrensd wordt door de veelhoek, gevormd door de hoekpunten waarvan de coördinaten zijn aangeduid. Om elke fout te vermijden, is het zelfs wenselijk om bij het koninklijk besluit een kaart te voegen, waarop de zones op een grafische manier worden weergegeven.

67. Met betrekking tot de eenheid waarin de coördinaten in het ontwerp van koninklijk besluit worden uitgedrukt, stelt de CREG vast dat:

- i. alle coördinaten in WGS84-projectie aangeduid zijn, met weergave van de noorderbreedte en de oosterlengte in graden. Het detail van de graden wordt echter niet in minuten en seconden weergegeven, maar in eenvoudige decimalen;
- ii. de coördinaten zijn weergegeven met een nauwkeurigheid van vijf decimalen na de komma. De oosterlengte van de punten die zone 2 afbakenen, is echter met een nauwkeurigheid van zes decimalen aangeduid, met uitzondering van punt 5°.
- iii. In de Franse versie van het ontwerp van koninklijk besluit moet, voor de coördinaten die de oosterlengte aangeven, de “O” door “E” worden vervangen.

De CREG is van mening dat alle coördinaten die in het ontwerp van koninklijk besluit voorkomen, met dezelfde nauwkeurigheid en dezelfde vorm moeten worden weergegeven. De

vorm, de nauwkeurigheid en de beschrijving van de begrenzing van de zones moeten overeenkomen met degene die zullen worden toegepast in het koninklijk besluit ter vaststelling van het ruimtelijk plan van de zeegebieden waarvan sprake in artikel 3ter, §3, van ontwerp van koninklijk besluit.

68. Artikel 3ter, §2, eerste zin, bepaalt als volgt: *“In deze zones worden de bouw en de exploitatie van installaties voor energieopslag toegelaten, in zoverre een oppervlakte van maximum een derde van deze zones wordt bezet.”*

Er kan, in het bijzonder gezien de algemene voorwaarden van de artikelen 2 tot 4 van het koninklijk besluit van 20 december 2000 (*“de bouw en de exploitatie van installaties in zeegebieden”*) worden verondersteld dat de bedoelde toelating afhangt van het verkrijgen van een domeinconcessie in overeenstemming met de voorwaarden en de procedure, vastgesteld in dit besluit, en dat het in het nieuwe artikel 3ter, §2, gaat over de bijkomende voorwaarden, specifiek voor de installaties voor energieopslag. Zo wordt in §2, eerste zin, bepaald dat de bouw en de exploitatie van installaties voor energieopslag slechts een oppervlakte van maximum een derde van zones 1 en 2, bedoeld in §1, mogen bezetten.

De vraag dringt zich op hoe dit “derde” moet worden berekend, i.e. per zone of op basis van de twee zones samen. Het is bovendien niet duidelijk of deze vereiste betekent dat er in deze zones maximum drie domeinconcessies voor de energieopslag kunnen worden toegekend, of eerder dat twee derden van de zones voor andere activiteiten (visvangst, vaart,...) voorbehouden zijn. Deze aspecten moeten worden verduidelijkt.

69. In artikel 3ter, §2, tweede zin, wordt het volgende gesteld: *“In de betreffende zones heeft deze activiteit voorrang op alle andere activiteiten”*.

De CREG begrijpt uit deze bepaling dat, in het kader van de analyse van de toekenningscriteria, bedoeld in artikel 3 van het koninklijk besluit van 20 december 2000, het effect van de installatie op de activiteiten die in zeegebieden toegestaan zijn uit hoofde van een andere wet of reglement niet zal moeten worden geëvalueerd: de hier bedoelde energieopslag, in zoverre een oppervlakte van maximum een derde van deze zones wordt bezet, heeft altijd voorrang.

70. In artikel 3ter, §2, derde zin, staat vervolgens: *“De projecten worden enkel toegelaten als er actieve natuurbeheerprojecten worden ontwikkeld.”*

Tenzij met de term “projecten” de bouw en de exploitatie van installaties voor energieopslag worden bedoeld, bevat dit voorschrift waarschijnlijk een ander, bijkomend toekenningscriterium in vergelijking met de toekenningscriteria, bedoeld in artikel 3 van het koninklijk besluit van 20 december 2000,. Dit moet worden verduidelijkt. Ook de term “*actieve natuurbeheerprojecten*” dient te worden verduidelijkt.

71. Tot slot stelt artikel 3ter, §2, het volgende: *“In zoverre ze verenigbaar zijn met de bouw en de exploitatie van installaties voor elektrische energie, worden de bouw en de exploitatie van een bezoekerscentrum in deze zones toegelaten.”*

De Koning kan, in toepassing van artikel 6, §2 van de elektriciteitswet, de voorwaarden en de procedure vaststellen voor de toekenning van de domeinconcessies met het oog op de bouw en de exploitatie van installaties voor de productie van elektriciteit uit water, stromen of winden, in de zeegebieden waarin België rechtsmacht kan uitoefenen in overeenstemming met het internationaal zeerecht. In toepassing van artikel 7, §1 van de elektriciteitswet kan de Koning, bij in de Ministerraad overlegd besluit, op voorstel van de CREG, maatregelen treffen voor de organisatie van de markt, waaronder de invoer van mechanismen, beheerd door de CREG, met het oog op certificaten van oorsprongsgarantie en groenestroomcertificaten voor de elektriciteit, geproduceerd in overeenstemming met artikel 6.

Beslissen over de bouw en de exploitatie van een bezoekerscentrum in zeegebieden (waarvoor het overigens niet duidelijk is of een domeinconcessie moet worden verkregen in overeenstemming met het koninklijk besluit) overschrijdt volgens de CREG de bevoegdheden, toegekend aan de Koning op basis van de artikels 6, §2, en 7, §1 van de elektriciteitswet.

72. In §3 van artikel 3ter wordt het volgende bepaald: *“De concessie betreffende deze zones kan uiteindelijk enkel worden toegekend na inwerkingtreding van het koninklijk besluit dat het ruimtelijk plan van de zeegebieden vaststelt.”*

Als een domeinconcessie betreffende de genoemde energieopslag rekening moet houden met het toekomstig koninklijk besluit dat het ruimtelijk plan van de zeegebieden vaststelt⁴⁶, zou het aangewezen zijn om te voorzien dat het onderhavige besluit in werking treedt op de datum van inwerkingtreding van dit toekomstig koninklijk besluit dat het ruimtelijk plan van de

⁴⁶ Op het ogenblik van het opstellen van het onderhavige advies beschikt de CREG niet over het ontwerp van het toekomstige ruimtelijk plan van de zeegebieden, goedgekeurd door de Ministerraad van 24 mei 2013.

zeegebieden vaststelt. Zoniet, zou het kunnen dat de aanvraag voor een domeinconcessie voor de bouw en de exploitatie van installaties voor energieopslag niet verenigbaar is met dit toekomstig koninklijk besluit. Een aanpassing van de aanvraag zou tijdens de huidige procedure delicaat kunnen zijn, in het bijzonder rekening houdend met de mededingingsprocedure, georganiseerd uit hoofde van het koninklijk besluit van 20 december 2000.

II.3 Bijkomende opmerkingen

73. De CREG is van mening dat er nog andere wijzigingen aan het koninklijk besluit van 20 december 2000 zouden moeten worden overwogen betreffende:

- i. de toekenningscriteria in artikel 3: de vraag dringt zich op of de hierin opgenomen toekenningscriteria allemaal geschikt zijn voor de installaties voor energieopslag. Er dient te worden opgemerkt dat artikel 3, 6°, overigens enkel naar artikel 3bis verwijst; het zou ook naar artikel 3ter moeten verwijzen;
- ii. de samenstelling van de vraag in artikel 4: de regels betreffende de samenstelling van de vraag zijn specifiek opgesteld voor offshore windenergieprojecten; ze zouden zo moeten worden gedefinieerd dat ze geschikt zijn voor installaties voor energieopslag;
- iii. de duur van de domeinconcessie in artikel 13: de CREG verwijst hier naar de ontwikkelingen, vermeld in deel II.1 betreffende de duur van de domeinconcessie;
- iv. de verplichtingen van de houders van een domeinconcessie in artikel 14: hier dringt zich de vraag op of de bestaande verplichtingen allemaal geschikt zijn voor de installaties voor energieopslag, bijvoorbeeld de verplichting bedoeld in punt 10°.

III. CONCLUSIES EN ADVIES

In overeenstemming met de vraag van de Staatssecretaris voor Energie en op basis van de documenten die haar werden voorgelegd, brengt de CREG het volgende advies uit.

De CREG is van mening dat het pertinent is om een zone te reserveren voor de energieopslag in de zeegebieden waarin België rechtsmacht kan uitoefenen.

Zonder zich uit te spreken over de vraag of het procedé van domeinconcessie geschikt is voor de bouw en de exploitatie van installaties voor energieopslag in de zee, is de CREG van mening dat artikel 6 van de elektriciteitswet op drie punten moet worden uitgebreid vooraleer het kan dienen als wettelijke basis voor het huidige ontwerp van koninklijk besluit, te weten: (i) het toepassingsgebied van artikel 6, §1 van de elektriciteitswet uitbreiden naar energieopslag, (ii) voor dit type projecten een concessieduur van minimum vijfenzeventig jaar voorzien en (iii) de Koning de bevoegdheid geven om te beslissen over de bouw en de exploitatie van een bezoekerscentrum in zeegebieden.

Voor het overige is de CREG van mening dat, in zoverre het wel degelijk de bedoeling van de regering is om de ontwikkeling van de energieopslag, bedoeld in het ontworpen artikel 1, 3°, niet financieel te steunen, artikel 7, §1 van de elektriciteitswet niet kan dienen als wettelijke basis voor het onderhavige besluit. Als artikel 7, §1 van de elektriciteitswet toch zou dienen als wettelijke basis voor het voorgestelde besluit, zou dit op voorstel van de CREG en niet op basis van advies van de CREG moeten worden genomen.

Het blijkt dat de installaties voor energieopslag, volgens de CREG, kunnen worden beschouwd als nieuwe installaties voor de productie van elektriciteit, zoals bedoeld in artikel 4, § 1 van de elektriciteitswet, waarvan de bouw onderhevig is aan de voorafgaande toekenning van een individuele vergunning, afgeleverd door de minister na advies van de CREG. Anderzijds legt artikel 4 van de elektriciteitswet geen begrenzungen op betreffende de duur van de toelating. De CREG vraagt zich af of er gecontroleerd werd of artikel 4, §§2 en 3 van de elektriciteitswet een alternatieve, wettelijke basis kan vormen voor de voorgestelde

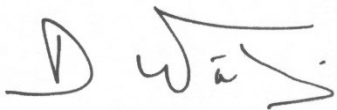
voorschriften. Als dit het geval is, dringt een wijziging van het koninklijk besluit van 11 oktober 2000 betreffende de toekenning van individuele vergunningen voor de bouw van installaties voor de productie van elektriciteit zich op. Aangezien de projecten voor offshore energieopslag ook samengaan met het doel om de bevoorradingszekerheid te garanderen, kan het aangewezen zijn te onderzoeken of de minister in casu een beroep kan doen op de procedure voor offerteaanvraag, bedoeld in artikel 5 van de elektriciteitswet.

Onder dit voorbehoud is de CREG van mening dat het ontwerp van koninklijk besluit na analyse voor verbetering vatbaar blijkt op meerdere punten, met name in zoverre dat:


- (i) het toepassingsgebied van artikel 3bis dient te worden verduidelijkt om te verzekeren dat dit de installaties voor energieopslag niet omvat. Bovendien zou het conflict tussen de domeinconcessie, toegekend aan de NV NORTHER, en de nieuwe coördinaten van de zone van de domeinconcessies, bedoeld in artikel 3bis, moeten worden opgelost;
- (ii) alle coördinaten in de artikels 3bis en 3ter zouden moeten worden aangeduid onder dezelfde vorm, met dezelfde nauwkeurigheid en volgens dezelfde logica als in het toekomstige ruimtelijk plan van de zeegebieden; daarnaast moet, in de Franse versie van het ontwerp van koninklijk besluit, de letter “O” worden vervangen door “E” voor de coördinaten die de oosterlengte aangeven;
- (iii) artikel 3ter, §2, eerste zin en derde zin van het ontwerp, zou moeten worden gewijzigd ter verduidelijking van de berekening van het “derde” dat er wordt vermeld, evenals de termen “actieve natuurbeheerprojecten”;
- (iv) artikel 3ter, §3, zou moeten worden herzien om problemen te vermijden naar aanleiding van eventuele onverenigbaarheden tussen de vragen betreffende de installaties voor energieopslag en het toekomstige koninklijk besluit dat het ruimtelijk plan van de zeegebieden vaststelt;
- (v) wijzigingen van de toekenningscriteria, vermeld in artikel 3 van het koninklijk besluit van 20 december 2000, de samenstelling van de vraag in artikel 4 van het vermelde besluit en de verplichtingen van de houders van een domeinconcessie in artikel 14 van hetzelfde besluit, zouden moeten worden overwogen om rekening te houden met de specifieke kenmerken van de opslag;

- (vi) de duur van de domeinconcessie in artikel 13 van het koninklijk besluit van 20 december 2000 zou moeten worden aangepast om voor de projecten voor energieopslag een concessieduur van minimum vijfenzeventig jaar mogelijk te maken.

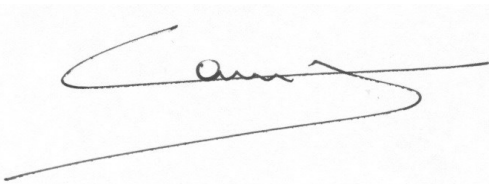
Voor de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas



Dominique Woitrin
Directeur


i.o.

Bernard Lacrosse
Directeur



Guido Camps
Directeur

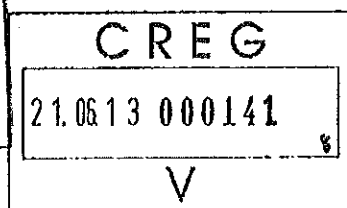
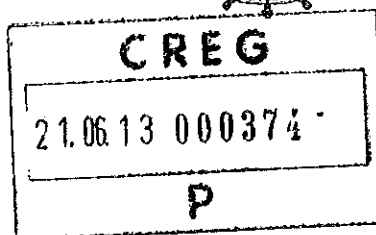


François Possemiers
Voorzitter van het Directiecomité

BIJLAGE: Ontwerp van koninklijk besluit



Bruxelles, 19 JUIN 2013



CREG
Monsieur François POSSEMIERS
Président du Comité de Direction,
Rue de l'Industrie 26-38

1040 BRUXELLES

Nos réf. : AG/mk-2012.06.18-DE301-2013
Personne de contact: Aart GEENS -02/790.57.48
Email : aart.geens@wathelet.fed.be

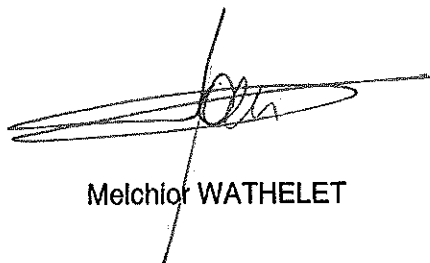
Objet : Demande d'avis - projet d'Arrêté royal modifiant l'AR relatif aux conditions et à la procédure d'octroi des concessions domaniales pour la construction et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'eau, des courants ou des vents, dans les espaces marins sur lesquels la Belgique veut exercer sa juridiction conformément au droit international de la mer.

Monsieur le Président,

Pourrais-je vous demander, conformément à l'article 6, §2 de la loi électricité, de donner votre avis sur le projet d'arrête royal que vous trouverez en annexe ?

Le projet en question a été approuvé en première lecture par le Conseil des Ministres du 24 mai 2013.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Président, Monsieur le Directeur, l'expression de mes salutations les meilleures.



Melchior WATHELET

CC à Marie-Pierre FAUCONNIER
Directeur général de la DG Energie

ROYAUME DE BELGIQUE

SERVICE PUBLIC FEDERAL ECONOMIE,
P.M.E., CLASSES MOYENNES ET ENERGIE

KONINKRIJK BELGIE

FEDERALE OVERHEIDSDIENST ECONOMIE,
K.M.O., MIDDENSTAND EN ENERGIE

Projet d'arrêté royal modifiant l'arrêté royal du 20 décembre 2000 relatif aux conditions et à la procédure d'octroi des concessions domaniales pour la construction et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'eau, des courants ou des vents, dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction conformément au droit international de la mer.

Ontwerp van koninklijk besluit tot wijziging van het koninklijk besluit van 20 december 2000 betreffende de voorwaarden en de procedure voor de toekenning van domeinconcessies voor de bouw en de exploitatie van installaties voor de productie van elektriciteit uit water, stromen of winden, in de zeegebieden waarin België rechtsmacht kan uitoefenen overeenkomstig het internationaal zeerecht.

Albert II, Roi des Belges,

ALBERT II, Koning der Belgen,

A tous, présents et à venir, Salut.

Aan allen die nu zijn en hierna wezen zullen,
Onze Groet.

Vu la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, article 6, §2, 1° et article 7, §1 ;

Gelet op de wet van 29 april 1999 betreffend de organisatie van de elektriciteitsmarkt, artikel 6, §2, 1° en artikel 7, §1;

Vu l'arrêté royal du 20 décembre 2000 relatif aux conditions et à la procédure d'octroi des concessions domaniales pour la construction et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'eau, des courants ou des vents, dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction conformément au droit international de la mer ;
Sur proposition de

Gelet op het koninklijk besluit van 20 december 2000 betreffende de voorwaarden en de procedure voor de toekenning van domeinconcessies voor de bouw en de exploitatie van installaties voor de productie van elektriciteit uit water, stromen of winden, in de zeegebieden waarin België rechtsmacht kan uitoefenen overeenkomstig het internationaal zeerecht;
Op voordracht van

Nous avons décidé et décidons :

Hebben wij besloten en besluiten wij:

Article 1^{er}. L'article 1^{er}, 3° de l'arrêté royal du 20 décembre 2000 relatif aux conditions et à la procédure d'octroi des concessions domaniales pour la construction et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'eau, des courants ou des vents, dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction conformément au droit international de la mer, inséré par l'arrêté royal du 17 mai 2004 et remplacé par l'arrêté royal du 3 février 2011, est remplacé comme suit :

« 3° "installation": toute installation de production d'électricité à partir de l'eau, des courants ou des vents, visée à l'article 6 de la loi, y compris les installations visant à stocker l'énergie par le biais de la production secondaire d'électricité à partir d'énergie hydraulique générée par voie électrique. »

Art. 2. L'article 3bis de l'arrêté royal du 20 décembre 2000 relatif aux conditions et à la procédure d'octroi des concessions domaniales pour la construction et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'eau, des courants ou des vents, dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction conformément au droit international de la mer, inséré par l'arrêté royal du 17 mai 2004 et remplacé par l'arrêté royal du 3 février 2011, est remplacé comme suit :

« Art. 3bis. Les coordonnées des zones destinées à l'implantation d'installations de production d'électricité à partir de l'eau, des courants ou des vents sont, en projection WGS84 :

1° 51.54378 N 3.08255 O
 2° 51.54762 N 3.07506 O
 3° 51.58703 N 3.00983 O
 4° 51.73992 N 2.75508 O
 5° 51.73175 N 2.71363 O
 6° 51.70583 N 2.70500 O
 7° 51.65518 N 2.75182 O
 8° 51.63633 N 2.79180 O
 9° 51.61900 N 2.80177 O
 10° 51.60023 N 2.84277 O
 11° 51.59050 N 2.88733 O

Artikel 1. Artikel 1, 3° van het koninklijk besluit van 20 december 2000 betreffende de voorwaarden en de procedure voor de toekenning van domeinconcessies voor de bouw en de exploitatie van installaties voor de productie van elektriciteit uit water, stromen of winden, in de zeegebieden waarin België rechtsmacht kan uitoefenen overeenkomstig het internationaal zeerecht, ingevoegd bij koninklijk besluit van 17 mei 2004 en vervangen bij het koninklijk besluit van 3 februari 2011, wordt vervangen als volgt:

"3° "installatie": elke installatie voor de productie van elektriciteit uit water, stromen of winden bedoeld bij artikel 6 van de wet, inclusief installaties gericht op energie-opslag door secundaire productie van elektriciteit uit elektrisch gegenereerde waterkracht."

Art 2. Artikel 3bis van het koninklijk besluit van 20 december 2000 betreffende de voorwaarden en de procedure voor de toekenning van domeinconcessies voor de bouw en de exploitatie van installaties voor de productie van elektriciteit uit water, stromen of winden, in de zeegebieden waarin België rechtsmacht kan uitoefenen overeenkomstig het internationaal zeerecht, ingevoegd bij koninklijk besluit van 17 mei 2004 en vervangen bij het koninklijk besluit van 3 februari 2011, wordt vervangen als volgt:

"Art. 3bis. De coördinaten van de zones bestemd voor de inplanting van installaties voor de productie van elektriciteit uit water, stromen of winden zijn volgens projectie WGS84:

1° 51.54378 N 3.08255 O
 2° 51.54762 N 3.07506 O
 3° 51.58703 N 3.00983 O
 4° 51.73992 N 2.75508 O
 5° 51.73175 N 2.71363 O
 6° 51.70583 N 2.70500 O
 7° 51.65518 N 2.75182 O
 8° 51.63633 N 2.79180 O
 9° 51.61900 N 2.80177 O
 10° 51.60023 N 2.84277 O
 11° 51.59050 N 2.88733 O
 12° 51.56717 N 2.92817 O

12° 51.56717 N 2.92817 O
13° 51.54680 N 2.88365 O
14° 51.48949 N 2.97330 O
15° 51.51200 N 3.04002 O

Art. 3. A l'arrêté royal du 20 décembre 2000 relatif aux conditions et à la procédure d'octroi des concessions domaniales pour la construction et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'eau, des courants ou des vents, dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction conformément au droit international de la mer, une article 3ter est ajouté, rédigé comme suit :

« Art. 3ter. §1^{er}. Les coordonnées des zones destinées à l'implantation d'installations de stockage d'énergie par le biais de la production secondaire d'électricité à partir d'énergie hydraulique générée par voie électrique sont, en projection WGS84 :

Zone 1:

1° 51.29567 N 2.98983 O
2° 51.32699 N 2.96262 O
3° 51.33327 N 3.09310 O
4° 51.35000 N 3.01167 O
5° 51.36217 N 3.06667 O

Zone 2:

1°	51.36664 N	3.220603 O
2°	51.36809 N	3.226364 O
3°	51.37058 N	3.230481 O
4°	51.37416 N	3.236557 O
5°	51.37642 N	3.23815 O
6°	51.37918 N	3.237621 O
7°	51.38991 N	3.228019 O
8°	51.39073 N	3.221402 O
9°	51.39116 N	3.201364 O
10°	51.39003 N	3.201247 O
11°	51.38873 N	3.207099 O
12°	51.38558 N	3.211232 O

§2. Au sein de ces zones, la construction et l'exploitation d'installations de stockage d'énergie sont autorisées, pour autant qu'une surface maximum d'un tiers de ces zones soit occupée. Dans les zones en question, cette activité a priorité sur toutes autres activités. Les projets ne sont autorisés que si des projets de gestion active de la nature sont développés.

13° 51.54680 N 2.88365 O
14° 51.48949 N 2.97330 O
15° 51.51200 N 3.04002 O

Art 3. Aan het koninklijk besluit van 20 december 2000 betreffende de voorwaarden en de procedure voor de toekenning van domeinconcessies voor de bouw en de exploitatie van installaties voor de productie van elektriciteit uit water, stromen of winden, in de zeegbieden waarin België rechtsmacht kan uitoefenen overeenkomstig het internationaal zeerecht, wordt een artikel 3ter toegevoegd, luidend als volgt:

“Art. 3ter. § 1. De coördinaten van de zones bestemd voor de inplanting van installaties gericht op energie-opslag door secundaire productie van elektriciteit uit elektrisch gegenereerde waterkracht zijn volgens projectie WGS84:

Zone 1:

1° 51.29567 N 2.98983 O
2° 51.32699 N 2.96262 O
3° 51.33327 N 3.09310 O
4° 51.35000 N 3.01167 O
5° 51.36217 N 3.06667 O

Zone 2:

1°	51.36664 N	3.220603 O
2°	51.36809 N	3.226364 O
3°	51.37058 N	3.230481 O
4°	51.37416 N	3.236557 O
5°	51.37642 N	3.23815 O
6°	51.37918 N	3.237621 O
7°	51.38991 N	3.228019 O
8°	51.39073 N	3.221402 O
9°	51.39116 N	3.201364 O
10°	51.39003 N	3.201247 O
11°	51.38873 N	3.207099 O
12°	51.38558 N	3.211232 O

§2. Binnen deze zones is de bouw en exploitatie van installaties voor energie-opslag toegelaten, voor zover een maximum oppervlakte van een derde van deze zones ingenomen wordt. Deze activiteit heeft in deze zones voorrang op andere activiteiten. De projecten worden enkel toegelaten als er actieve natuurbeheersprojecten worden ontwikkeld.

Pour autant qu'elles soient conciliables avec la construction et l'exploitation d'installations d'énergie électrique, la construction et l'exploitation d'un centre pour visiteurs sont autorisées dans ces zones.
§3. La concession relative à ces zones ne pourra finalement être accordée qu'après l'entrée en vigueur de l'arrêté royal fixant le plan d'aménagement des espaces marins.

Par le Roi :

Voor zover verzoenbaar met de bouw en exploitatie van installaties voor energie-opslag, wordt binnen deze zones de bouw en exploitatie van een bezoekerscentrum toegelaten.

§3. De concessie voor deze zones kan finaal pas toegekend worden na het in werking treden van het koninklijk besluit tot vaststelling van het marien ruimtelijk plan.

Van Koningswege:

La Ministre de l'Intérieur

De Minister voor Binnenlandse Zaken

J. MILQUET

Le Secrétaire d'Etat à l'Energie

De Staatssecretaris voor Energie

M. WATHELET

ROYAUME DE BELGIQUE

**SERVICE PUBLIC FEDERAL ECONOMIE,
P.M.E., CLASSES MOYENNES ET ENERGIE**

KONINKRIJK BELGIE

**FEDERALE OVERHEIDSDIENST ECONOMIE,
K.M.O., MIDDENSTAND EN ENERGIE**

Projet d'arrêté royal modifiant l'arrêté royal du 20 décembre 2000 relatif aux conditions et à la procédure d'octroi des concessions domaniales pour la construction et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'eau, des courants ou des vents, dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction conformément au droit international de la mer.

Ontwerp van koninklijk besluit tot wijziging van het koninklijk besluit van 20 december 2000 betreffende de voorwaarden en de procedure voor de toekenning van domeinconcessies voor de bouw en de exploitatie van installaties voor de productie van elektriciteit uit water, stromen of winden, in de zeegebieden waarin België rechtsmacht kan uitoefenen overeenkomstig het internationaal zeerecht.

Albert II, Roi des Belges,

ALBERT II, Koning der Belgen,

A tous, présents et à venir, Salut.

Aan allen die nu zijn en hierna wezen zullen,
Onze Groet.

Vu la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, article 6, §2, 1° et article 7, §1 ;

Gelet op de wet van 29 april 1999 betreffend de organisatie van de elektriciteitsmarkt, artikel 6, §2, 1° en artikel 7, §1;

Vu l'arrêté royal du 20 décembre 2000 relatif aux conditions et à la procédure d'octroi des concessions domaniales pour la construction et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'eau, des courants ou des vents, dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction conformément au droit international de la mer ;
Sur proposition de

Gelet op het koninklijk besluit van 20 december 2000 betreffende de voorwaarden en de procedure voor de toekenning van domeinconcessies voor de bouw en de exploitatie van installaties voor de productie van elektriciteit uit water, stromen of winden, in de zeegebieden waarin België rechtsmacht kan uitoefenen overeenkomstig het internationaal zeerecht;
Op voordracht van

Nous avons décidé et décidons :

Hebben wij besloten en besluiten wij:

Article 1^{er}. L'article 1^{er}, 3° de l'arrêté royal du 20 décembre 2000 relatif aux conditions et à la procédure d'octroi des concessions domaniales pour la construction et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'eau, des courants ou des vents, dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction conformément au droit international de la mer, inséré par l'arrêté royal du 17 mai 2004 et remplacé par l'arrêté royal du 3 février 2011, est remplacé comme suit :

« 3° "installation" : toute installation de production d'électricité à partir de l'eau, des courants ou des vents, visée à l'article 6 de la loi, y compris les installations visant à stocker l'énergie par le biais de la production secondaire d'électricité à partir d'énergie hydraulique générée par voie électrique. »

Art. 2. L'article 3bis de l'arrêté royal du 20 décembre 2000 relatif aux conditions et à la procédure d'octroi des concessions domaniales pour la construction et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'eau, des courants ou des vents, dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction conformément au droit international de la mer, inséré par l'arrêté royal du 17 mai 2004 et remplacé par l'arrêté royal du 3 février 2011, est remplacé comme suit :
« Art. 3bis. Les coordonnées des zones destinées à l'implantation d'installations de production d'électricité à partir de l'eau, des courants ou des vents sont, en projection WGS84 :

1° 51.54378 N 3.08255 O
2° 51.54762 N 3.07506 O
3° 51.58703 N 3.00983 O
4° 51.73992 N 2.75508 O
5° 51.73175 N 2.71363 O
6° 51.70583 N 2.70500 O
7° 51.65518 N 2.75182 O
8° 51.63633 N 2.79180 O
9° 51.61900 N 2.80177 O
10° 51.60023 N 2.84277 O
11° 51.59050 N 2.88733 O

Artikel 1. Artikel 1, 3° van het koninklijk besluit van 20 december 2000 betreffende de voorwaarden en de procedure voor de toekenning van domeinconcessies voor de bouw en de exploitatie van installaties voor de productie van elektriciteit uit water, stromen of winden, in de zeegebieden waarin België rechtsmacht kan uitoefenen overeenkomstig het internationaal zeerecht, ingevoegd bij koninklijk besluit van 17 mei 2004 en vervangen bij het koninklijk besluit van 3 februari 2011, wordt vervangen als volgt:

“3° “installatie”: elke installatie voor de productie van elektriciteit uit water, stromen of winden bedoeld bij artikel 6 van de wet, inclusief installaties gericht op energie-opslag door secundaire productie van elektriciteit uit elektrisch gegenereerde waterkracht.”

Art 2. Artikel 3bis van het koninklijk besluit van 20 december 2000 betreffende de voorwaarden en de procedure voor de toekenning van domeinconcessies voor de bouw en de exploitatie van installaties voor de productie van elektriciteit uit water, stromen of winden, in de zeegebieden waarin België rechtsmacht kan uitoefenen overeenkomstig het internationaal zeerecht, ingevoegd bij koninklijk besluit van 17 mei 2004 en vervangen bij het koninklijk besluit van 3 februari 2011, wordt vervangen als volgt:
“Art. 3bis. De coördinaten van de zones bestemd voor de inplanting van installaties voor de productie van elektriciteit uit water, stromen of winden zijn volgens projectie WGS84:

1° 51.54378 N 3.08255 O
2° 51.54762 N 3.07506 O
3° 51.58703 N 3.00983 O
4° 51.73992 N 2.75508 O
5° 51.73175 N 2.71363 O
6° 51.70583 N 2.70500 O
7° 51.65518 N 2.75182 O
8° 51.63633 N 2.79180 O
9° 51.61900 N 2.80177 O
10° 51.60023 N 2.84277 O
11° 51.59050 N 2.88733 O
12° 51.56717 N 2.92817 O

12° 51.56717 N 2.92817 O
13° 51.54680 N 2.88365 O
14° 51.48949 N 2.97330 O
15° 51.51200 N 3.04002 O

Art. 3. A l'arrêté royal du 20 décembre 2000 relatif aux conditions et à la procédure d'octroi des concessions domaniales pour la construction et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'eau, des courants ou des vents, dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction conformément au droit international de la mer, une article 3ter est ajouté, rédigé comme suit :

« Art. 3ter. §1^{er}. Les coordonnées des zones destinées à l'implantation d'installations de stockage d'énergie par le biais de la production secondaire d'électricité à partir d'énergie hydraulique générée par voie électrique sont, en projection WGS84 :

Zone 1:

1° 51.29567 N 2.98983 O
2° 51.32699 N 2.96262 O
3° 51.33327 N 3.09310 O
4° 51.35000 N 3.01167 O
5° 51.36217 N 3.06667 O

Zone 2:

1°	51.36664 N	3.220603 O
2°	51.36809 N	3.226364 O
3°	51.37058 N	3.230481 O
4°	51.37416 N	3.236557 O
5°	51.37642 N	3.23815 O
6°	51.37918 N	3.237621 O
7°	51.38991 N	3.228019 O
8°	51.39073 N	3.221402 O
9°	51.39116 N	3.201364 O
10°	51.39003 N	3.201247 O
11°	51.38873 N	3.207099 O
12°	51.38558 N	3.211232 O

§2. Au sein de ces zones, la construction et l'exploitation d'installations de stockage d'énergie sont autorisées, pour autant qu'une surface maximum d'un tiers de ces zones soit occupée. Dans les zones en question, cette activité a priorité sur toutes autres activités. Les projets ne sont autorisés que si des projets de gestion active de la nature sont développés.

13° 51.54680 N 2.88365 O
14° 51.48949 N 2.97330 O
15° 51.51200 N 3.04002 O

Art 3. Aan het koninklijk besluit van 20 december 2000 betreffende de voorwaarden en de procedure voor de toekenning van domeinconcessies voor de bouw en de exploitatie van installaties voor de productie van elektriciteit uit water, stromen of winden, in de zeegebieden waarin België rechtsmacht kan uitoefenen overeenkomstig het internationaal zeerecht, wordt een artikel 3ter toegevoegd, luidend als volgt:

“Art. 3ter. § 1. De coördinaten van de zones bestemd voor de inplanting van installaties gericht op energie-opslag door secundaire productie van elektriciteit uit elektrisch gegenereerde waterkracht zijn volgens projectie WGS84:

Zone 1:

1° 51.29567 N 2.98983 O
2° 51.32699 N 2.96262 O
3° 51.33327 N 3.09310 O
4° 51.35000 N 3.01167 O
5° 51.36217 N 3.06667 O

Zone 2:

1°	51.36664 N	3.220603 O
2°	51.36809 N	3.226364 O
3°	51.37058 N	3.230481 O
4°	51.37416 N	3.236557 O
5°	51.37642 N	3.23815 O
6°	51.37918 N	3.237621 O
7°	51.38991 N	3.228019 O
8°	51.39073 N	3.221402 O
9°	51.39116 N	3.201364 O
10°	51.39003 N	3.201247 O
11°	51.38873 N	3.207099 O
12°	51.38558 N	3.211232 O

§2. Binnen deze zones is de bouw en exploitatie van installaties voor energie-opslag toegelaten, voor zover een maximum oppervlakte van een derde van deze zones ingenomen wordt. Deze activiteit heeft in deze zones voorrang op andere activiteiten. De projecten worden enkel toegelaten als er actieve natuurbeheersprojecten worden ontwikkeld.

Pour autant qu'elles soient conciliables avec la construction et l'exploitation d'installations d'énergie électrique, la construction et l'exploitation d'un centre pour visiteurs sont autorisées dans ces zones.
§3. La concession relative à ces zones ne pourra finalement être accordée qu'après l'entrée en vigueur de l'arrêté royal fixant le plan d'aménagement des espaces marins.

Par le Roi :

Voor zover verzoenbaar met de bouw en exploitatie van installaties voor energie-opslag, wordt binnen deze zones de bouw en exploitatie van een bezoekerscentrum toegelaten.

§3. De concessie voor deze zones kan finaal pas toegekend worden na het in werking treden van het koninklijk besluit tot vaststelling van het marien ruimtelijk plan.

Van Koningswege:

La Ministre de l'Intérieur

De Minister voor Binnenlandse Zaken

J. MILQUET

Le Secrétaire d'Etat à l'Energie

De Staatssecretaris voor Energie

M. WATHELET